

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Мониторинг и оптимизация технологических параметров работы скважин, оборудованных установкой электроцентробежных насосов на нефтяном месторождении "Х" (Томская область)

УДК 622.276.054.23-048.34(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Варибрус Андрей Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17,

	эффективность использования ресурсов	ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4В	Варибрусу Андрею Владимировичу

Тема работы:

Мониторинг и оптимизация технологических параметров работы скважин, оборудованных установкой электроцентробежных насосов на нефтяном месторождении "Х" (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 11.03.2019 №1829/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

04.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Литературные источники и фондовые материалы, такие как: технологическая схема разработки Х нефтяного месторождения, месячные эксплуатационные рапорты, технологические режимы, мероприятия по снижению удельного расхода энергии, данные телеметрии скважин.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов. Свойства и состав пластовых флюидов. Осложнения при эксплуатации малодебетного фонда скважин. Отложение солей. Вредное влияние газа на работу насоса. Вредное влияние механических примесей на работу насоса. Конструкция УЭЦН. Эксплуатация скважин в режиме периодического кратковременного включения. Преимущества эксплуатации скважин в режиме периодического кратковременного включения. Подбор оборудования и режимов работы. Анализ фонда скважин. Расчет цикла работы скважины. Расчет режима работы по данным продуктивности скважины. Расчет цикла работы по изменению динамического уровня. Мониторинг параметров работы скважины в режиме периодического кратковременного включения. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации фонда скважин, оборудованных УЭЦН. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации фонда скважин, оборудованных УЭЦН. Экологическая безопасность. Безопасность в ЧС. Правовые и организационные вопросы безопасности.</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
<p>Общие сведения о Х месторождении. Геолого–физическая характеристика месторождения. Анализ малодебетного фонда скважин. Режим ПКВ на примере Х нефтяного месторождения.</p>	<p>Пулькина Наталья Эдуардовна</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Криницына Зоя Васильевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна</p>

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
<p>Общие сведения о X нефтяном месторождении.</p> <p>Геолого-физическая характеристика месторождения.</p> <p>Анализ малозабитного фонда скважин.</p> <p>Режим периодического кратковременного включения на примере X нефтяного месторождения</p> <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>Социальная ответственность.</p>

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульников Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		12.03.2019
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			12.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Варибрус Андрей Владимирович		12.03.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 нефтегазовое дело
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2019	Обзор литературы по теме бакалаврской работы	15
15.04.2019	Описание геолого-физической характеристики месторождения	10
05.04.2019	Расчет работы скважины в режиме периодического кратковременного включения	30
10.04. 2019	Рассмотрение недостатков данного режима эксплуатации и их решение	10
20.04.2019	Рекомендации по оптимальному подбору оборудования и времени работы скважины	15
05.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
20.05.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульников Маргарита Радиевна	К.г.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 с., 11 рис., 15 табл., 19 источник.

Ключевые слова: малodeбитный фонд скважин, установка электроцентробежных насосов, периодическое кратковременное включение(ПКВ), время откачки, время накопления жидкости в скважине.

Объектом исследования являются скважины X нефтяного месторождения.

Цель работы – анализ технологической и экономической эффективности применения режима периодического кратковременного включения, а также разработка рекомендаций по времени цикла работы скважины и подбору погружного оборудования на примере X нефтяного месторождения.

В процессе исследования проводились анализ малodeбитного фонда скважин, осложнения при эксплуатации малodeбетного фонда скважин, расчет времени цикла работы скважин в режиме периодического кратковременного включения по двум методикам, анализ экономической эффективности применения режима переодического кратковременного включения.

В результате исследования предложено оптимальное время цикла работы скважины в режиме периодического кратковременного включения.

Область применения: малodeбитный фонд скважин.

Экономическая эффективность работы связана с уменьшенным потреблением электроэнергии в данном режиме эксплуатации в сравнении с непрерывной эксплуатацией низкопроизводительными насосами малodeбитного фонда скважин.

Список используемых сокращений

ПКВ – периодическое кратковременное включения
ООО – общество с ограниченной ответственностью
ППД – поддержание пластового давления
ГИС – геофизические исследования скважин
ЧНЗ – чисто–нефтяная зона
ВНЗ – водо–нефтяная зона
УПН – установка подготовки нефти
УЭЦН – установка электроцентробежных насосов
СШН – скважинные штанговые насосы
КПД – коэффициент полезного
НКТ – насосно-компрессорные трубы
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения
МРП – межремонтный период
ИСО – ингибитор солеотложения
ППР – планово–предупредительный ремонт
ПЗП – призабойная зона пласта
ГРП – гидравлический разрыв пласта
КВЧ – коэффициент взвешанных частиц
ГТМ – геолого–технические мероприятия
АПВ – автоматическое повторное включение
ПЭД – погружной электродвигатель
КВУ – кривая восстановления уровня
БСИ – блок считывания информации
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых
ПДК – предельно допустимая концентрация
УПСВ – установка предварительного сброса воды
ДНС – дожимная насосная станция
ЧС – чрезвычайная ситуация

Оглавление

Введение.....	13
1. Общие сведения о X нефтяном месторождении.....	15
2. Геолого-физическая характеристика месторождения.....	18
2.1. Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов	18
2.2. Свойства и состав пластовых флюидов.....	21
2.3. Физико–химическая характеристика пластовых вод	26
3. Анализ малодобетного фонда скважин.....	28
3.1. Осложнения при эксплуатации малодобетного фонда скважин.....	30
3.1.1. Отложение солей.....	31
3.1.2. Вредное влияние газа на работу насоса.....	33
3.1.3. Вредное влияние механических примесей на работу насоса .	34
3.2. Конструкция УЭЦН.....	37
3.3. Эксплуатация скважин в режиме периодического кратковременного включения(ПКВ)	39
3.3.1. Преимущества эксплуатации скважин в режиме периодического кратковременного включения(ПКВ).....	40
3.3.2. Подбор оборудования и режимов работы	42
4. Режим ПКВ на примере X нефтяного месторождения	45
4.1. Анализ фонда скважин	45
4.2. Расчет цикла работы скважины	47
4.2.1. Расчет режима работы по данным продуктивности скважин	47
4.2.2. Расчет цикла работы по изменению динамического уровня .	50
4.3. Мониторинг параметров работы скважины в режиме периодического кратковременного включения(ПКВ).....	56

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	61
6. Социальная ответственность	67
6.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации фонда скважин, оборудованных УЭЦН	67
6.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации фонда скважин, оборудованных УЭЦН	71
6.3. Экологическая безопасность.....	72
6.4. Безопасность в ЧС.....	77
6.5. Правовые и организационные вопросы безопасности.....	79
Заключение	81
Список использованных источников	82

Введение

В условиях сложной экономико-политической ситуации и санкционной политике ряда западных стран, нефтяная отрасль Российской Федерации продолжает уверенный рост темпа добычи нефти и газа.

На фоне снижения экспортной стоимости нефти, созданной скорее не по экономическим, а по политическим мотивам, наиболее остро встает вопрос о снижении стоимости добычи продукции.

Инфраструктура, климат, геология и многие другие факторы, характеризующие нефтегазовые провинции Российской Федерации, весомо влияют на конечную себестоимость добычи нефти. Находясь на втором месте по объемам добычи после Саудовской Аравии, российские компании затрачивают на добычу в 5-6 раз больше. Так же снижение курса национальной валюты вызывает рост цен на материалы и услуги для российских нефтяных компаний.

Для ООО «Х» снижение себестоимости добычи нефти является приоритетным направлением в области повышения эффективности. Сложная инфраструктура, большая доля малodeбитного фонда, освоение новых лицензионных участков и практически 100% механизированный способ эксплуатации накладывает на это свои особенности.

В настоящее время в отрасли не сложилось единого количественного критерия отнесения скважин к малodeбитному фонду. По некоторым источникам скважины, дебит нефти которых составляет менее 5 м³/сут, считаются малodeбитными. В данной работе к этой категории будут относиться скважины с дебитом жидкости менее 30 м³/сут, так как с этим значением связаны границы использования разных способов механизированной добычи.

Целью данной работы является анализ технологической и экономической эффективности применения режима периодического кратковременного включения, а также разработка рекомендаций по времени

цикла работы скважины и подбору погружного оборудования на примере X нефтяного месторождения.

Для достижения данной цели поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение X нефтяного месторождения;
- рассмотреть малodeбитный фонд скважин;
- проанализировать осложнения при эксплуатации малodeбетного фонда скважин;
- изучить причины применения режима ПКВ;
- изучить проблемы при использовании режима ПКВ и их решение;
- произвести расчет времени накопления жидкости в скважине и работы УЭЦН в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ);
- произвести расчет эксплуатационных расходов при эксплуатации скважин в режиме ПКВ и сделать вывод о экономической эффективности применения данного режима.

Объектом исследования является фонд скважин X нефтяного месторождения, расположенного в Томской области, лицензия на разработку которого принадлежит ООО «X».

Представленные расчеты дают возможность выбрать наиболее подходящий цикл работы УЭЦН в данном режиме. Также полученные результаты работы позволяют оценить параметры работы скважины, при которых целесообразен переход на режим ПКВ.

В связи с тем, что малodeбитный фонд скважин с каждым годом увеличивается, актуальность работы очевидна. На защите будут вынесены и рассмотрены пункты, представленные в задачах исследования.

1. Общие сведения о месторождении

Х нефтяное месторождение в административном отношении находится на территории Парабельского района Томской области. Расстояние от месторождения до областного центра города Томск – 420 км, до районного центра (п. Парабель) составляет 190 км. В поселке Парабель имеется аэропорт с грунтовой взлетно-посадочной полосой. В 90 км расположен город нефтяников г. Кедровый, в котором имеется аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, узел связи, ретранслятор, больница и другие учреждения.

Место базирования недропользователя находится в г. Томске, в котором расположены аэропорт, пристань, железнодорожная станция.

Учитывая особенности размещения месторождений и инфраструктуры нефтегазодобывающей промышленности области, Х нефтегазоконденсатное месторождение относится к ЛО нефтегазодобывающему району. В непосредственной близости проходит магистральный нефтепровод и расположена нефтеперекачивающая станция. Расстояние от ведомственного конденсатопровода – 15 км и до газопровода – 50 км. Параллельно нефтепроводу проходит ЛЭП (рис.1.).

Территория представляет собой слабо расчлененную равнину с минимальными абсолютными отметками +100 м в пойме и максимальными +130 м на водоразделах. Территория сильно заболочена, глубина болот, которые занимают ее большую часть, достигает 0,5–2 м. Гидрографическая сеть представлена р. Васюган и ее сравнительно крупным притоком р. Чижалка, а также более мелкими речками и озерами. Все речки извилистые, иногда с крутыми берегами, несудоходны. Судоходной является река Васюган – только для малотоннажных речных судов. Период навигации длится с мая по октябрь.

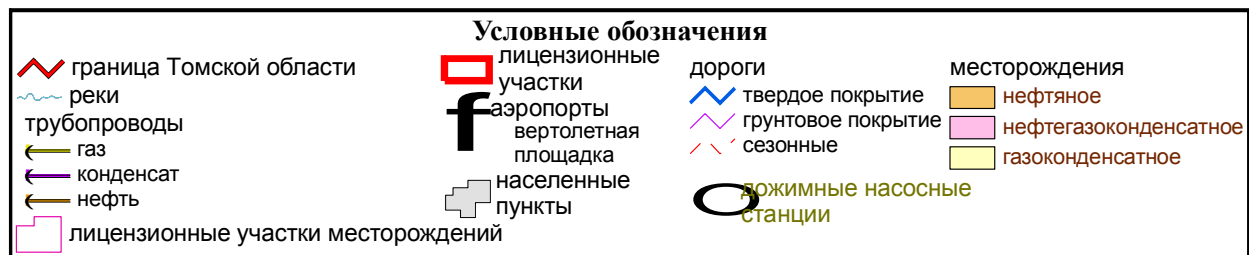


Рис. 1.- Обзорная карта района работ.

Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким нежарким летом. Снежный покров устанавливается, как правило, в конце октября и держится до конца апреля. Мощность его составляет от 0,4–0,5 м на открытых участках, до 2 м на залесенных. Преобладающее направление ветров юго-западное, скорость 5–10 м/сек.

Для хозяйственно-питьевых целей наиболее пригодны воды новомихайловской и атлымской свит. Отложения новомихайловской свиты водоносны не везде, характеризуются низкими дебитами. На описываемой территории для хозяйственно-питьевых целей используются в основном воды отложений атлымской свиты. Водоносный комплекс залегает на средних глубинах 80 м, характеризуется неравномерной, но в целом довольно высокой водообильностью, хорошими коллекторскими свойствами и обладает значительными запасами.

Для целей поддержания пластового давления (ППД) водоснабжение на месторождении осуществляется из сеноманских горизонтов.

2. Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1. Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов

Месторождение X в соответствии с принятой схемой районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции находится на территории Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

Промышленно продуктивными в пределах Пудинской нефтегазоносной области являются зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений, средняя и верхняя юра. Незначительное количество промышленных залежей углеводородов открыто также в нижнеюрском и неокомском комплексах пород.

По объему выявленных запасов углеводородов лидирующее положение среди выделяемых нефтегазоносных комплексов занимает верхнеюрский комплекс. Значительный объем запасов нефти сосредоточен в нефтяной оторочке песчаных пластов горизонта Ю₁ Лугинецкого газоконденсатнонефтяного месторождения, а так же на Арчинском и Урманском месторождениях. Основные запасы свободного газа приурочены к Мыльджинскому и Лугинецкому месторождениям. Большинство залежей связано с антиклинальными структурами, и осложнено литологическими экранами и разрывными нарушениями.

Промышленная нефтегазоносность X месторождения доказана в верхнеюрском нефтегазоносном комплексе (васюганская свита - горизонт Ю₁).

В подсчете запасов 2018 года на основе комплексного анализа данных эксплуатационного бурения, новых данных 3Д сейсмики, опробования и интерпретации данных ГИС выполнена детальная корреляция разрезов скважин продуктивной части верхнеюрских отложений. В качестве реперного горизонта использована подошва баженовской свиты. Выделены границы пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М, Ю₁³ и Ю₁⁴. Учитывая высокую геологическую неоднородность продуктивных пластов как по латерали, так и по разрезу, подобная детальность корреляции позволила повысить достоверность оценки запасов углеводородов[1].

По фазовому состоянию пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М – нефтяные, пласты Ю₁³ и Ю₁⁴ – газовые.

Подсчетный объект Ю₁¹+Ю₁²+Ю₁^М нефтяной, как уже упоминалось выше, представлен тремя продуктивными пластами, каждый из которых имеет свои особенности геологического строения[1].

Пласт Ю₁¹. Характерной особенностью данного пласта является то, что кровля пласта подвергалась размыву, в результате распределение коллекторов по пласту носит локальный характер, ярко выраженный в северной части залежи, где продуктивный пласт присутствует в виде останцов.

Нефтенасыщенные толщины пласта Ю₁¹ вскрываются скважинами на глубинах от 2291,0 м (скв. 598) до 2337,0 м (скв. 557).

Общая толщина пласта (от кровли первого коллектора до подошвы последнего коллектора) в пределах нефтеносности меняются от 0,5 м до 14,5 м, составляя в среднем по залежи 5,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинным данным варьирует в пределах 0,5-12,5 м, в среднем по пласту составляя 4,2 м (таблица 1).

В пределах пласта Ю₁¹ выделены четыре нефтяные залежи, основной из которых является залежь в районе скважины 188R. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,5 до 12,0 м. Залежь пластовая литологически и тектонически экранированная. Размеры залежи – 6.5×4.5 км, высота залежи – 25.0 м[1].

Таблица 1 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов

Параметр	Показатели		Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²	Ю ₁ ^М	Итого по объекту Ю ₁ ¹ +Ю ₁ ² +Ю ₁ ^М	Ю ₁ ³	Ю ₁ ⁴	итого по объекту Ю ₁ ³ +Ю ₁ ⁴
Общая толщина	Среднее значение, м		5.6	2.5	5.8	11.5	10.9	14.9	23.3
	Коэф. вариации, д.ед.		0.76	0.38	0.78	0.54	0.39	0.13	0.31
	Интервал изменения	от	0.5	0.5	0.8	1.6	4.6	12.6	11.9
		до	14.5	4.5	15.1	23.4	17	17.4	31.1

Продолжение таблицы 1									
Эффективн ая нефтенасы- щенная толщина	Среднее значение, м		4.2	2.1	3.37	7.3	-	-	-
	Коэф. вариации, д.ед.		0.89	0.44	0.83	0.5	-	-	-
	Интервал изменения	от	0.5	0.5	0.8	1.6	-	-	-
		до	12.5	4.4	13.4	15.5	-	-	-
Газонасы- щенная толщина	Среднее значение, м		-	-	-	-	4.3	3.9	5.2
	Коэф. вариации, д.ед.		-	-	-	-	0.52	0.33	0.66
	Интервал изменения	от	-	-	-	-	0.8	2.7	0.8
		до	-	-	-	-	8.3	5.6	12.3
Водонасы- щенная толщина	Среднее значение, м		-	-	1.88	2	5	9.1	11.3
	Коэф. вариации, д.ед.		-	-	0.29	0.35	0.52	0.31	0.49
	Интервал изменения	от	-	-	1.2	1	1.4	5.4	5
		до	-	-	2.6	3.5	8.6	12	19.9
Коэффицие нт песчанис- тости	Среднее значение, д.ед		0.75	0.9	0.66	0.7	0.6	0.9	0.7
	Коэф. вариации, д.ед.		0.29	0.16	0.34	0.23	0.23	0.06	0.17
	Интервал изменения	от	0.26	0.45	0.32	0.4	0.3	0.8	0.4
		до	1	1	1	1	0.9	0.9	0.9
Коэффицие нт расчленен- ности	Среднее значение, д.ед.		3	1.7	2.4	6.3	3.8	3.5	4.7
	Коэф. вариации, д.ед.		0.6	0.39	0.45	0.34	0.46	0.29	0.41
	Интервал изменения	от	1	1	1	2	2	2	2
		до	7	3	5	12	7	4	7

Вся площадь пласта представляет собой чисто нефтяную зону, за исключением узкой приконтактной зоны, выделенной в результате структурных построений.

Пласт Ю₁². Отложения пласта в пределах месторождения имеют повсеместное распространение. Нефтенасыщенные толщины пласта Ю₁² вскрываются на глубинах от (а.о.) 2280,0 м до 2344,0 м, отделяются от вышележащих песчаников пласта Ю₁¹ глинистой перемычкой толщиной от 1,8 до 8,4 м. В отличие от вышележащего пласта Ю₁¹ пласт Ю₁² имеет более однородное геологическое строение: отсутствуют обширные зоны выклинивания, колебания толщин коллекторов не такие значительные, как по

вышележащему пласту. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинным данным варьирует в пределах 0,5-4,4 м, в среднем по пласту составляя 2.1 м. Все скважины вскрывают зону ЧНЗ. Зона ВНЗ выделяется лишь по структурным построениям в виде тонкой приконтактной оторочки[1].

Пласт $Ю_1^M$. Продуктивный пласт $Ю_1^M$ отделяется от вышележащего пласта $Ю_1^2$ глинистой перемычкой толщиной от 2,4 до 10,4 м, залегает на глубинах от 2300 (скв. 598) до 2353 м (скв. 559). Отложения пласта в пределах месторождения имеют повсеместное распространение. Для пласта характерно резкое колебание нефтенасыщенных толщин, которые изменяются от 1.6 м до 15.5 м, составляя в среднем по скважинным данным 3.37 м.

В пласте выделены три нефтяные залежи, каждая со своим водонефтяным контактом.

Залежи нефтяные, пластово-сводовые, тектонически экранированные. Размеры продуктивного пласта $Ю_1^M$ составляют 10×3.2 км, высота этажа нефтеносности – 55.0 м.

Подсчетный объект $Ю_1^3 + Ю_1^4$ газоконденсатный, представлен двумя пластами, каждый из которых имеет свои особенности геологического строения.

2.2. Свойства и состав пластовых флюидов

Физико-химические свойства нефти X месторождения приводятся по результатам исследований глубинных и поверхностных проб.

Нефтяные пласты $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^M$ X месторождения изучены 19 поверхностными (учтены 11) и 9 глубинными пробами нефти, 12 (9 кондиционны) устьевыми пробами растворенного газа.

Исследование глубинных проб нефти проводилось стандартным и дифференциальным (ступенчатым) способами сепарации на лабораторной установке высокого давления УТИПН -1. Условия ступенчатой сепарации были приняты по промысловым условиям подготовки нефти на Лугинецкой УПН: давление на I ступени 0,65 МПа, II ступени 0,38 МПа, III ступени 0,105 МПа и

температура $3\text{C}^{\circ} - 3\text{C}^{\circ} - 10\text{C}^{\circ}$, соответственно.

Результаты исследований учтенных проб показали, что физико-химические свойства нефтей разных пластов близки между собой, что позволило принять единые характеристики для технологических расчетов.

Свойства пластовой нефти X месторождения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Свойства пластовой нефти объекта Ю₁

Наименование параметра	Диапазон изменения	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	23.6-25.4	25.4
Пластовая температура, °С	86-88	88
Давление насыщения газом при пластовой температуре, МПа	9.0-10.8	10.4
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	103-120.2	114.5
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, д.ед.	1.308-1.336	1.323
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	78.8-93.6	88.9
Объемный коэффициент при ступенчатом разгазировании, д.ед	1.222-1.246	1.234
Плотность нефти при пластовых условиях, кг/м ³	706-717	709
Динамическая вязкость нефти при пластовых условиях, мПа*с	0.51-0.58	0.56
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 ⁻⁴	16.5-17.7	17.3
<i>Плотность нефтяного газа, кг/м³, при 20 °С:</i>		
- при однократном (стандартном) разгазировании	1.197-1.315	1.202
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0.915-1.017	0.918
<i>Плотность дегазированной нефти, кг/м³, при 20 °С</i>		
- при однократном (стандартном) разгазировании	825-823	824
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	808-811	809

Пластовые флюиды нефтяных пластов недонасыщены газом – давление насыщения нефти газом пласта Ю₁¹ составляет 10,4 МПа. Пластовая нефть с динамической вязкостью 0,56 мПа*с относится к маловязким.

Физико-химическая характеристика дегазированной нефти пластов Ю₁¹+Ю₁²+Ю₁^М X месторождения представлена по результатам исследования дегазированных глубинных и поверхностных проб в таблице 3.

Таблица 3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти объекта Ю₁

Наименование параметра		Количество исследованных		Диапазон значений	среднее значение
		скважин	проб		
Плотность при 20 °С, кг/м ³		5	11	812-843	823
Вязкость динамическая, мПа/с					
при 20 °С		5	10	2.37-3.00	2.69
50 °С					
Вязкость кинематическая, мм ² /с					
при 20 °С		5	10	2.87-4.58	3.27
50 °С		4	8	1.32-2.64	1.87
Молярная масса, г/моль		4	5	172-184	176
Температура застывания нефти, °С				-24 -37	-30
Массовое содержание, %	Серы	4	10	0.32-0.45	0.38
	Смол силикагелевых	5	7	4.08-4.77	4.34
	Асфальтенов	5	6	0.29-0.51	0.39
	Парафинов	5	10	1.75-2.64	2.25
	Воды	3	4	отс. - ≤0.03	≤0.03
	Мех. Примесей	2	2	0.01-0.01	0.01
Солей, мг/л			1	5.4	5.4
Температура плавления парафина, °С		3	5	51-50	50
Температура начала кипения, °С		5	8	41-59	48
Объёмный выход фракций, %	до 100 °С	5	6	4-10	8
	до 150 °С	5	8	16-24	21
	до 200 °С	5	8	31-37	35
	до 250 °С	5	8	44-49	46
	до 300 °С	5	8	56-59.6	58
Шифр технологической классификации нефти		2.1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002			

В целом, по результатам исследования разгазированной нефти имеющихся поверхностных проб X месторождения плотность флюида варьирует в пределах 812-843 кг/м³. Нефти залежей пластов являются малосернистыми (серы 0,32-0,45%), малосмолистыми (смол силикагелевых 4,08-4,77 %), малопарафиновыми и парафиновыми (твёрдых парафинов 1,75-2,64%). Объёмный выход фракций до 200 °С равен 31-37 %, до 300 °С 56-59,6 %.

По анализам газовой и жидкой фаз был сделан расчет компонентного состава пластовой нефти (таблица 4).

Таблица 4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти продуктивных пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М нефтяного месторождения Х.

Наименование параметра	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	
Молярная концентрация компонентов, %:					
сероводород					
Двуокись углерода	0.76	0	0.88	0.02	0.35
Азот+редкие	1.1	0	1.35	0	0.5
в т.ч. гелий					
Метан	62.96	0.03	77.29	0.12	28.77
Этан	6.32	0.16	7.03	0.59	2.98
Пропан	12.77	1.46	8.73	5.38	6.62
Изобутан	2.45	0.77	0.62	2.09	1.54
н. бутан	7.41	3.7	3.03	6.79	5.39
Изопентан	1.61	2.27	0.23	3	1.97
н. пентан	2.14	4.25	0.52	4.93	3.28
С ₆₊	2.48	87.36	0.32	77.08	48.6
Молекулярная масса, г/моль	28.79	176	22.07	160	109
Плотность газа, кг/м ³	1.202		0.918		
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.998		0.762		
Плотность нефти, кг/м ³		824		809	709

На примере результатов исследования пробы нефти № 2 из скважины 191 (таблица 5) приведены зависимости свойств нефти от давления (рисунок 2).

Таблица 5 – Результаты дифференциального разгазирования глубинной пробы нефти при различных температурах в условиях промысловой подготовки нефти, скважина 191Р, проба 2

Наименование	Рпл.	Рн.	Ступени разгазирования						
			1	2	3	4	5	6	7
Давление, МПа	23,6	10,1	7	5	2	1	0,65	0,38	0,10
Температура, °С	86,1	86,1	75	60	40	30	3	3	20
Газ в растворе, м ³ /м ³	75,2	75,2	51,3	39,0	20,1	13,7	12,3	9,9	0,0
Газ в растворе, м ³ /т	93,0	93,0	63,5	48,2	24,9	16,9	15,2	12,3	0,0
Газ свободный, м ³ /м ³			23,9	36,2	55,1	61,5	62,9	65,3	75,2
Газ свободный, м ³ /т			29,5	44,8	68,1	76,1	77,8	80,7	93,0
Плотность газа, кг/м ³			0,85	0,85	0,86	0,86	0,87	0,87	0,99
			0	6	4	8	0	6	0
Объемный коэффициент	1,25	1,27	1,19	1,14	1,07	1,05	1,02	1,01	1,00
	0	1	4	5	7	2	4	8	0
Плотность нефти, кг/м ³	706,	694,	722,	744,	775,	788,	809,	811,	808,
	6	5	4	0	5	7	0	2	6
Вязкость нефти, мПа·с	0,51	0,43	0,56	0,72	1,08	1,32	1,94	2,00	2,62

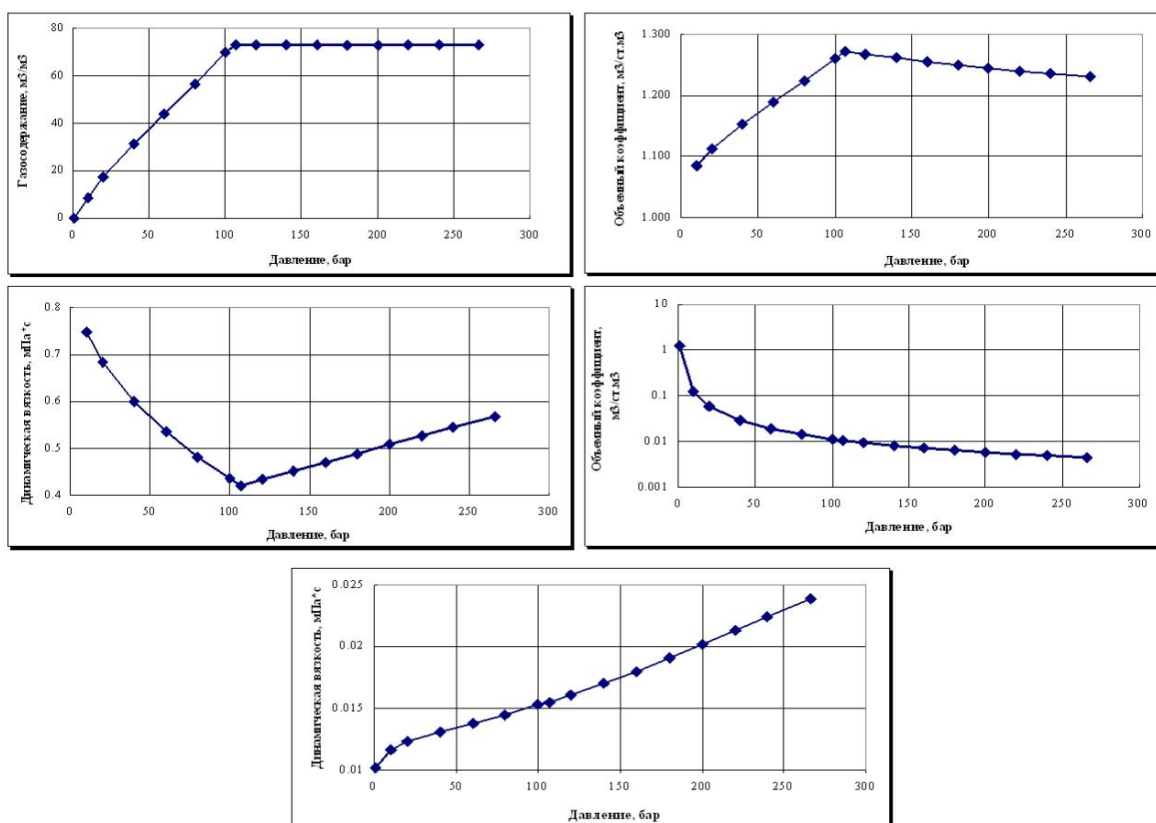


Рисунок 2 – Зависимости физических свойств пластовой нефти и растворенного газа от давления при пластовой температуре

2.3. Физико-химическая характеристика пластовых вод

Пластовая вода объекта Ю₁ X месторождения представлена водами верхнеюрского водоносного подкомплекса, в стратиграфическом отношении приуроченного к песчано-алевролитовым породам васюганской свиты.

Выполнены исследования четырех проб пластовой воды, отобранной из трех скважин, кондиционной признана одна проба из скважины 182Р.

Результаты исследования представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Свойства и состав пластовых вод горизонта Ю₁ X месторождения по результатам анализа вод верхнеюрского водоносного комплекса

Наименование параметра	Объект Ю ₁	
	Диапазон изменения	Средние значения
Газосодержание, м3/м3	2.5	2.5
Плотность воды, кг/м3		
- в стандартных условиях	1.033	1.033
- в условиях пласта	1.009	1.009
Вязкость в условиях пласта, мПа с	0.37	0.37
Коэффициент сжимаемости, 1/МПах10-4	4.2	4.2
Объемный коэффициент, доли ед.		
Химический состав вод, (мг/л)		
Na ⁺⁺ + K ⁺	15392	15392
Ca ⁺⁺	917	917
Mg ⁺⁺	147	147
Cl ⁻	28196	28196
HCO ₃ ⁻	433	433
CO ₃ ⁻⁻	<6.0	<6.0
SO ₄ ⁻⁻	12.8	12.8
NO ₂ ⁻	<0.1	<0.1
NH ₄ ⁺	48	48
B ⁻	30.6	30.6
J ⁻	<0.2	<0.2
Br ⁻	193	193
F ⁻		
SiO ₂	35.79	35.79
нафтеновые кислоты	не опр	не опр
Общая минерализация, г/л	45.2	45.2
Водородный показатель, pH	6.6	6.6
Жесткость общая, мг-экв/л		

Продолжение таблицы 6		
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)		ХК
Количество исследованных проб (скважин)	1 (1)	

Согласно единственной кондиционной пробе пластовой воды верхней юры на X месторождении минерализация составила 45,2 г/л, что вполне укладывается в пределы изменения значений минерализации пластовых вод верхнеюрского водоносного подкомплекса на соседних месторождениях: Лугинецкое - 41,7-54,5 г/л, Нижне-Лугинецкое - 44,3-55,8 г/л.

В составе вод преобладают ионы натрия и хлора. Согласно результатам единственной представительной пробы воды X месторождения, содержание основных солеобразующих компонентов составило: $\text{Na}^{++}\text{K}^{+}$ - 98,0 %-экв/л; Cl^{-} - 99,1 %-экв/л; Ca^{++} - 6,3 %-экв/л; Mg - 1,7 %-экв/л; HCO_3^{-} - 0,9 %-экв/л. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (< 0,2 мг/л), бромом (193 мг/л), бором (30,6 мг/л), фтором (15 мг/л). Плотность воды 1,033 г/см³. Генетический тип вод согласно классификации В.А.Сулина оценивается как хлоридно-кальциевый.

Температура пластовых вод верхнеюрских отложений изменяется от +82 до +94,8 0С.

Подземные воды комплекса повсеместно насыщены углеводородным газом. Газосодержание пластовой воды горизонта Ю₁ составляет 2,4 м³/м³.

3. Анализ малodeбитного фонда скважин

Помимо сложной инфраструктуры, геологии и условий добычи сказывается переход в заключительную стадию разработки наиболее крупных месторождений, освоенных в 60-70 года прошлого века. Огромные запасы и рационально освоенные в период плановой экономики месторождения Западной Сибири, Башкирии и Северного Кавказа сохраняют рентабельность и по сегодняшний день на подавляющей части фонда скважин, при этом являясь малodeбитными.

В отрасли пока не сложилось единого количественного критерия определения малodeбитной скважины. Так, А.М. Пирвердян и Б.Б. Круман в своих книгах определяют их как скважины с дебитами менее 10 м³/сутки, А.Н. Адонин — как скважины с дебитами менее 5 т нефти в сутки. В одном из номеров журнала «World Oil» встречается такая фраза: «...много малodeбитных скважин с добычей нефти до 1 т/сутки». В докладах Министерства нефтяной промышленности за малodeбитные скважины были приняты «скважины с дебитами, сопоставимыми с минимально возможными экономически эффективными». Наконец, Ш.К. Гиматутдинов в своих трудах малodeбитной считает скважину с дебитом жидкости менее 30 м³/сутки. Данный критерий является наиболее оптимальным ввиду того, что даже с учетом совершенствования УЭЦН дебит менее 30 м³/сутки является проблематичным с точки зрения эффективности и надежности.

В области дебита 25-30 м³/сутки могут применяться все виды оборудования, которые сегодня используются в нефтедобыче.

Бурный рост применения УСШН пришелся на 1988 год, после чего началось плавное снижение. Этот же год отмечен максимальным удельным весом фонтанного способа добычи, что связано со значительным количеством вновь разбуренных скважин в Западной Сибири в предшествующий период. Сегодня ситуация складывается иначе: новые скважины крайне редко фонтанируют и практически сразу попадают в категорию механизированного

фонда. Количество газлифтных скважин после определенного периода роста сегодня также продолжает снижаться.

Количество скважин, которые эксплуатируются посредством УЭЦН, за последнее десятилетие постоянно растёт. Это объясняется совершенствованием техники и технологии добычи нефти этим способом, возможностями регулирования и автоматизации работы нефтяных скважин. Помимо известных преимуществ УЭЦН (КПД является достаточно высоким в области средних и высоких подач по сравнению с другими установками для механизированной добычи, совершенствование материалов погружного электродвигателя, совершенствование и создание ступеней насоса, диспергаторов и газосепараторов новых конструкций, позволяющих использовать установки при высоких газосодержаниях на входе в насос и др.), эти установки по сравнению с ШСНУ имеют меньшее влияние от кривизны ствола скважины [3].

Эксплуатация УЭЦН в условиях молодёбных скважин имеет ряд особенностей. В первую очередь надо отметить низкую скорость движения жидкости внутри колонны НКТ и эксплуатационной колонны, что вызывает в скважине ряд негативных явлений. Так, сила трения между жидкостью и парафинами, смолами и солями становится ниже силы сцепления с колоннами НКТ или обсадными колоннами, что приводит к образованию АСПО. Кроме того, при малых скоростях жидкости скорость осаждения механических примесей начинает превышать скорость восходящего потока, что, соответственно, вызывает осаждение механических примесей в секциях насоса. Именно поэтому для насосных установок малодобитного фонда рекомендуется использовать шламовые трубы. Низкая скорость движения жидкости порождает еще одну проблему — недостаточную скорость охлаждения ПЭД, что требует использования кожухов и установки дополнительных теплообменников.

Следующая особенность эксплуатации малодобитного фонда заключается в повышенной возможности сепарации для газа и песка. Это опять же обусловлено относительно низкой скоростью потока жидкости, из-за чего улучшается сепарирование газа и механических примесей. Наконец,

неотъемлемой характеристикой малодебитной скважины выступает ее низкая рентабельность.

Это значительно снижает возможности применения высокотехнологичных разработок на малодебитном фонде. Анализ показывает, что УЭЦН скважин малодебитного фонда зачастую функционируют вне рабочей части характеристик, что приводит к резкому снижению КПД. Это в свою очередь сопровождается повышением температуры, образованием АСПО, отложением солей, повышением газовыделения из пластовой жидкости. Что в конечном итоге увеличивает риск преждевременного отказа погружного оборудования. Низкий показатель МРП на малодебитном фонде приводит к росту затрат на текущий ремонт, замену и последующий ремонт погружного оборудования, а так же недополученную прибыль от простоя скважины.

Вопрос повышения эффективности эксплуатации на малодебитном фонде является важным для многих нефтяных компаний Российской Федерации, в том числе и для ООО «Х». Здесь помимо снижения оперативных затрат на эксплуатацию важными факторами является увеличение межремонтного периода скважин и оптимизация погружного оборудования с определением метода эксплуатации.

3.1. Осложнения при эксплуатации малодебитного фонда скважин на месторождении Х

Как мы уже говорили, при эксплуатации малодебитного фонда нефтяных скважин оборудованных УЭЦН мы сталкиваемся с рядом факторов, отрицательно влияющих на работу установки. К таким факторам можно отнести вынос механических примесей из пласта, отложение солей и парафина на рабочих органах и корпусе насоса, коррозионную активность перекачиваемой жидкости, отклонение от вертикали ствола скважины в зоне работы установки, вредное влияние свободного газа, высокую вязкость перекачиваемой жидкости.

Перечисленные факторы оказывают влияние на работу системы пласт – скважина – насос и на конечный показатель эффективности работы этой системы – добычу нефти. Рассмотрим осложнения, наиболее характерные для X месторождения.

3.1.1. Отложения солей

Пластовые воды насыщены солями различного химического состава. Изменение термодинамических условий в скважине, а также смешение пластовых вод с водами, закачиваемыми для ППД, ведет к интенсивному выпадению солей из раствора и отложению их на эксплуатационном оборудовании.

Категория скважины по отложению солей определяется в соответствии с нижеперечисленными критериями.

Категория скважин С-1 (отсутствие солевых отложений):

- скважины, в которых не отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по причине солевых отложений;
- скважины, в которых не наблюдаются отложения солей на подземном оборудовании (по данным подъёма, демонтажа УЭЦН на устье, по результатам дефектации).

Категория скважин С-2 (наличие солевых отложений):

- скважины, в которых отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по причине солевых отложений;
- скважины, в которых наблюдаются отложения солей на подземном оборудовании (по данным подъёма, демонтажа УЭЦН на устье, по результатам дефектации) и исследованию проб постовой жидкости;
- скважины, в которых доля солевых отложений в общем составе твёрдых отложений на насосе по результатам разбора превышает 20%;
- скважины, моделирование работы которых на программе прогноза солевых отложений (протестированной и испытанной на аналогичных скважинах с доказанным отложением солей) показывает возможность солевых отложений и снижение МРП ниже среднего по предприятию.

Категория скважин С-3 (высокая интенсивность солевых отложений):

- скважины, в которых период между ремонтами по причине «солевые отложения» не превышает 100 суток;
- скважины, моделирование работы которых на программе прогноза солевых отложений (протестированной и испытанной на аналогичных скважинах с доказанным отложением солей) показывает высокую интенсивность отложений и снижение МРП по причине «отложения солей») ниже 100 суток.

Методы борьбы с солевыми отложениями реализуются в основном без извлечения скважинного оборудования. Замены оборудования на другую группу не требуется. Однако отложения могут быстро привести скважину к остановке, необходимо быстрое начало мероприятий по защите.

На скважинах категории С-2 или С-3 в срок не более 7 суток должны быть проведены экстренные мероприятия по защите от солеотложений (периодическая закачка пачки ингибитора в затрубное пространство агрегатом). На таких скважинах заранее должны быть предприняты меры по обеспечению скважины постоянным дозирующим устройством для подачи ингибитора или установке контейнера с ИСО на приёме УЭЦН.

Для скважин категории С-3 с высокой интенсивностью отложений, рекомендуется применять оборудование в коррозионностойком исполнении из-за возможных частых проведения мероприятий по удалению солевых отложений кислотными составами для предупреждения возможного повреждения оборудования кислотой. В любом случае, проведение работ по удалению отложений должно согласовываться с требованиями паспортов на эксплуатацию оборудования.

Определение типов отложений, расчёт и мониторинг эффективности мероприятия по предупреждению и удалению солевых отложений, типы и объёмы применяемых реагентов, выбор технологии обработки осуществляются на основании действующих регламентов.

При дозировании ингибитора в затрубное пространство осуществляется защита оборудования, начиная с приёма ЭЦН. На таких скважинах, при длительной безостановочной работе, поверхность ПЭД может покрыться значительным количеством солевых отложений, что может привести к затыжкам оборудования при подъёме. Поэтому на данных скважинах следует планировать ППР, а при извлечении оборудования проводить предварительное удаление солей кислотой.

3.1.2. Вредное влияние газа на работу насоса

Газ является спутником нефти и его присутствие в последнем изменяется в широких пределах.

Скважины делятся по категориям в соответствии с содержанием свободного газа в зоне подвески УЭЦН. Содержание свободного газа на входе в насос определяется расчётным путём, исходя из величины давления на приёме насоса.

Категория скважин Г-1 (низкое газосодержание) - содержание свободного газа в объёме смеси на входе в насос - до 25%.

Категория скважин Г-2 (высокое газосодержание) - содержание свободного газа в объёме смеси на входе в насос - от 25% до 55%.

Категория скважин Г-3 (очень высокое газосодержание) - содержание свободного газа в объёме смеси на входе в насос - более 55%.

Для борьбы с вредным влиянием газа на работу УЭЦН применяются следующие методы:

- уменьшение количества свободного газа на приёме насоса, путём большего заглубления насоса под динамический уровень скважины и создания на приёме оптимального давления;
- применение на входе в ЭЦН газосепараторов, отделяющих свободный газ от потока газожидкостной смеси, поступающей в насос;
- применение на входе в ЭЦН мультифазных секций, уплотняющих газожидкостную смесь и уменьшающих размеры и количество пузырьков газа до значений, приемлемых для работы ЭЦН;

– использование насоса конического типа – насоса со ступенями различной производительности по длине, первые ступени которого имеют большую номинальную подачу. Для повышения эффекта рекомендуется установка на входе в насос ступеней центробежно-осевых осевого типа (диагонального типа);

– установка насосов ниже зоны перфорации.

На скважинах, работающих с УЭЦН и возможным фонтанированием по затрубному пространству, необходимо предусматривать крепление погружного кабеля к НКТ с помощью протекторов.

Один или несколько из описанных методов должны быть запланированы к реализации при очередном ремонте, в случае классифицирования скважины как осложнённой категории Г-2 или Г-3.

3.1.3. Вредное влияние механических примесей на работу насоса

В перекачиваемой насосом продукции содержатся механические примеси, образовавшиеся как в результате разрушения пласта, так и внесённые при ремонтах скважин и проведении технологических операций.

Определение категории скважины по степени влияния механических примесей по категориям 1, 2, 3 производится в соответствии следующей классификацией.

Категория скважин М-1 (низкое влияние механических примесей):

– скважины, в которых не отмечаются отказы по причинам износа или засорения насосных секций (по данным дефектации);

– в составе добываемой жидкости не содержатся абразивные частицы (микротвёрдость частиц - до 5 баллов по шкале Мооса);

– массовая концентрация взвешенных частиц - до 0,2 г/л.

Категория скважин М-2 (высокое влияние механических примесей):

– скважины, в которых отмечаются отказы по причинам износа и/или засорения насосных секций (данные дефектации);

– в составе добываемой жидкости содержатся абразивные частицы (до 7 баллов по шкале Мооса);

– массовая концентрация твёрдых частиц - до 0,5 г/л.

Категория скважин М-3 (очень высокое влияние механических примесей):

– скважины, в которых отмечаются отказы по причинам износа и/или засорения насосных секций (данные дефектации). Оборудование в не износостойком исполнении в данной скважине имеет 3 и более отказа за скользящий год (ЧРФ);

– в составе добываемой жидкости содержатся абразивные частицы (более 5 баллов по шкале Мооса);

– массовая концентрация твёрдых частиц - более 0,5 г/л.

Причины, способные нарушить устойчивость ПЗП и в дальнейшем ее разрушение с выносом механических примесей в скважину, можно разделить на две группы.

Первую группу составляют факторы, вызванные особенностями геологического строения пластов и физико-химическими свойствами горных пород (пластовое и горное давления, сцементированность, гранулометрический состав, пористость, проницаемость, вид добываемого пластового флюида и соотношение нефти, газа и воды).

Вторую группу составляют механические и технологические факторы, обусловленные техникой и технологией бурения и эксплуатации скважин (конструкция забоя, способ вскрытия пласта, технологические жидкости, дебит, депрессия, скорость фильтрации, допускаемое содержание песка в добываемой продукции и др.).

После производства ГРП на добывающих скважинах, одним из наиболее значимых факторов, осложняющим процесс эксплуатации, является вынос из ПЗП незакреплённого проппанта, что приводит к стремительному износу и засорению рабочих аппаратов УЭЦН и отказу погружного оборудования.

Существует естественный вынос КВЧ, который может происходить из-за разрушения скелета породы пласта, который также приводит к отказу погружного оборудования.

При эксплуатации скважин УЭЦН вынос песка приводит не только к образованию песчаных пробок на забое и в НКТ, но и забиванию самого ЭЦН и износу его рабочих органов.

Песок, проходя с жидкостью через скважинное оборудование, истирает внутреннюю поверхность НКТ, фонтанной арматуры, запорной арматуры, штуцер. Оборудование быстро выходит из строя, что приводит к нарушению режима работы скважины.

Электроцентробежные насосы, отказывают по причине отсутствия подачи и заклинивания, ввиду засорения проточной части песком. Поскольку охлаждение электродвигателя и насоса происходит за счёт движения жидкости, при отсутствии подачи может произойти перегрев оборудования.

Методы предупреждения выноса механических примесей

Искусственные механические примеси состоят из проппанта, проппанта. Вынос механических примесей после ГРП (1,5-2,0 тонны) происходит из-за увеличения депрессии на пласт при эксплуатации скважины в интенсивном режиме, плохого скрепления проппанта армирующим проппнетом. Вынос механических примесей приводит к значительному износу рабочих органов УЭЦН, заклиниванию вала насоса.

Основные методы предупреждения это:

- применением различных типов закрепляющих RSP-проппантов;
- освоение скважин «до чистой продукции» после ГРП комплексом ГНКТ (гибкая труба) или при помощи установки нагнетания газов (УНГ);
- укрепление ПЗП ГРП смолистыми (полимерными) веществами (в слабосцементированных коллекторах для предупреждения разрушения матрицы породы).

Методы борьбы с вредным воздействием выноса механических примесей:

- регулирование поступления искусственных механических примесей, осуществляемое изменением режима работы скважины (уменьшение отбора жидкости);

- предотвращение поступления механических примесей из пласта в скважину, осуществляемое посредством установки специальных фильтров на забое, либо укрепления ПЗП;
- очистка жидкости перед приёмом насоса при помощи скважинных сепараторов и фильтров;
- обеспечение высокой скорости потока жидкости в НКТ для выноса песка на поверхность. Это обеспечивается подбором сочетаний подъёмных труб, либо подкачкой в затрубное пространство чистой жидкости (нефти, воды);
- использование УЭЦН в износостойком исполнении.

Если вынос механических примесей продолжителен или всплески наблюдаются при выводе скважины на режим, необходимо применять СУ с ЧРП.

В случае классифицирования скважины как осложнённой механическими примесями категории М-2 или М-3, предпринимаются мероприятия по подготовке к очередному ремонту фильтров для спуска в скважину и оборудования в износостойком исполнении.

3.2. Конструкция УЭЦН

Поскольку в данной работе рассматривается эксплуатация скважин УЭЦН, необходимо рассмотреть стандартную конструкцию УЭЦН, которая включает в себя следующие компоненты:

- компенсатор;
- погружной электродвигатель (ПЭД);
- протектор;
- газосепаратор;
- электроцентробежный насос;
- обратный клапан;
- сливной клапан;
- кабельная линия.

В состав гидрозащиты входит компенсатор и протектор. Гидрозащита служит для защиты маслозаполненного электродвигателя от проникновения во внутреннюю полость пластовой жидкости. Также служит для компенсации тепловых изменений объема масла и его утечки в то время, когда работает или останавливается электродвигатель. Компенсатор находится в нижней части ПЭД, а протектор расположен между ПЭД и газосепаратором (или приемным модулем, если газосепаратор отсутствует).

ПЭД состоит из статора, ротора, головки, узла токовода и основания и служит для привода ЭЦН. Внутренняя полость ПЭД заполнена маслом. Постоянное наличие потока жидкости в кольцевом пространстве между внутренними стенками эксплуатационной колонны и корпуса ПЭД необходимо для его эффективного охлаждения.

Газосепаратор необходим при эксплуатации скважин с высоким газосодержанием нефти с целью уменьшения вредного влияния свободного газа на работу электроцентробежного насоса. В сепарационных барабанах происходит разделение потока на жидкую и газовую фазы под действием центробежной силы. Газ после сепарации направляется в затрубное пространство, а на прием насоса подается дегазированная жидкость. Газосепаратор устанавливается под электроцентробежным насосом.

Электроцентробежный насос состоит из нескольких модуль-секций и в сумме может достигать несколько метров в длину. Каждая секция включает в себя до 100 и более ступеней. Рабочее колесо и направляющий аппарат входят в состав рабочей ступени насоса, которая рассчитана на определенную подачу. Комбинация необходимого числа ступеней позволяет получить требуемый напор насоса.

Обратный клапан предотвращает слив жидкости с НКТ на прием насоса и обратное вращение рабочих колёс.

Сливной клапан необходим для слива жидкости из НКТ, при подъеме колонны НКТ из скважины.

Сливной клапан состоит из корпуса с ввернутым в него штуцером с резиновым уплотнением. Тело штуцера представляет собой полую трубку с одним запаянным концом а на противоположном конце штуцера находится резьбовое соединение, для соединения с корпусом клапана. При подъёме колонны НКТ из скважины, производят сбивание штуцера с помощью специального инструмента, и жидкость с колонны НКТ вытекает через образовавшееся отверстие в трубное пространство. Сливной клапан располагается между обратным клапаном и колонной труб НКТ.

Для подачи напряжения переменного тока с поверхности к ПЭД используется кабельная линия, состоящая из основного кабеля и соединенного с ним плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Для управления работы и защиты погружной установки от нежелательных режимов работы используется станция управления, которая также обеспечивает питание.

3.3. Эксплуатация скважин в режиме ПКВ

У способа эксплуатации УЭЦН в постоянном режиме при всех плюсах существует один большой минус, заключающийся в невозможности изменять производительность установки в широком диапазоне без проведения текущего ремонта скважины. Для этой цели применяются станции управления с регулируемым частотным приводом и дросселирование, оба способа снижают коэффициент полезного действия УЭЦН, в результате чего затраты на потребление электроэнергии повышаются.

Эксплуатация скважин в режиме ПКВ заключается в том, что откачка жидкости из скважины чередуется с ее накоплением в скважине. В скважины с притоком до 30 м³/сут спускается УЭЦН, производительность которого в 3-5 раз превышает данный приток. Ударные пусковые перегрузки устраняются за счет «мягкого» безударного пуска УЭЦН при помощи преобразователя частоты [5].

3.3.1. Преимущества эксплуатации скважин в режиме ПКВ

При применении данного режима повышается энергоэффективность малodeбитного фонда скважин. Это связано с тем, что более мощные по производительности насосы имеют более высокий КПД в сравнении с низкопроизводительными насосами. Так, например, насос REDA D285EZ (рисунок 3) имеет $\text{КПД}=40,83\%$, в то время как КПД насоса REDA D700EZ составляет $62,04\%$ (рисунок 4)[6].

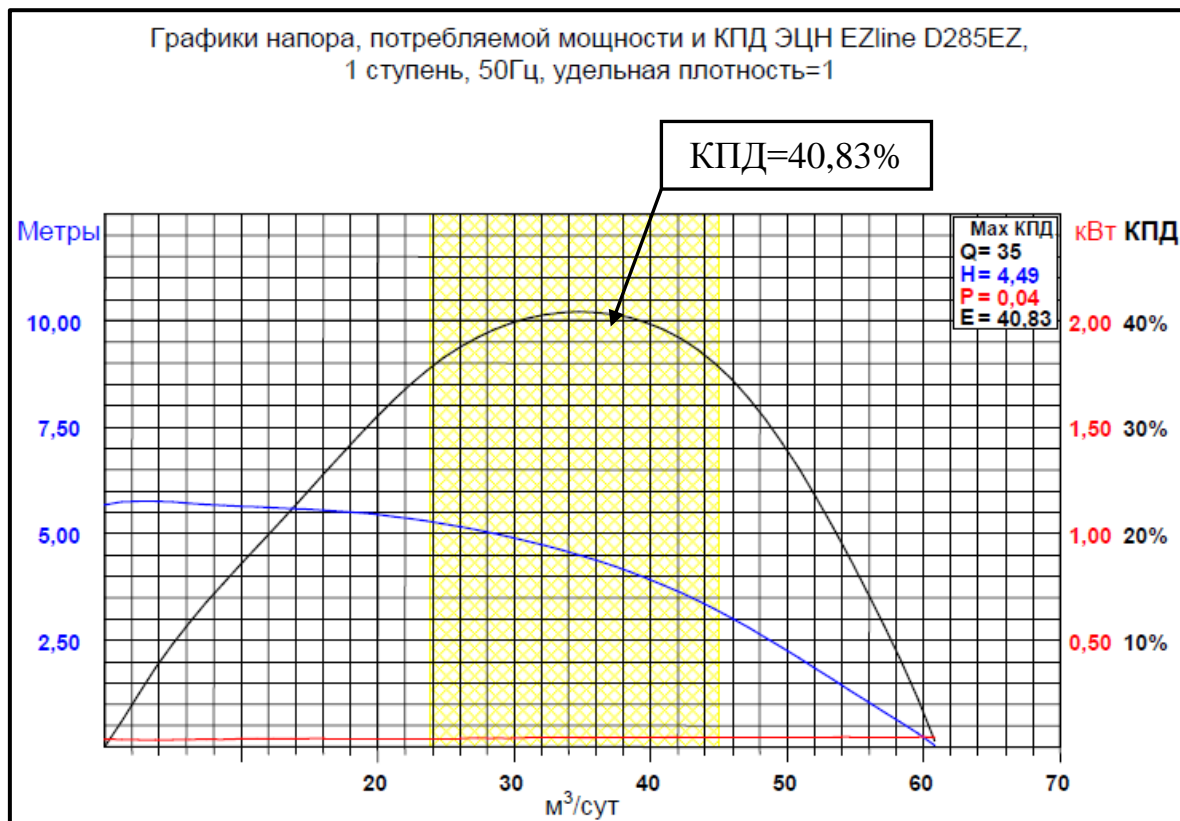


Рисунок 3 – Параметры ЭЦН REDA D285EZ [8]

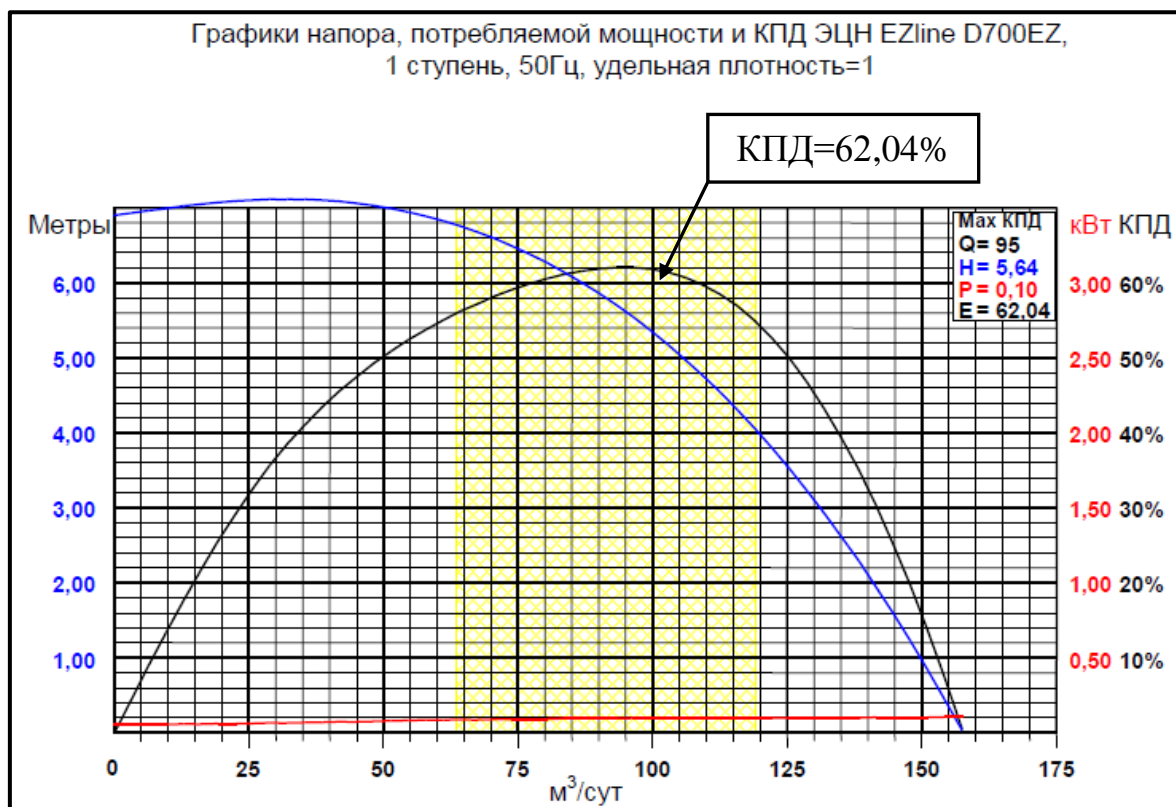


Рисунок 4 – Параметры ЭЦН REDA D700EZ [8]

Режим ПКВ позволяет увеличить межремонтный период работы скважин. В отличие от непрерывного способа эксплуатации скважин, при эксплуатации скважин в режиме ПКВ насос работает только часть времени, а остальное время отключен, следовательно, не изнашивается. Стоит отметить, что низкие показатели межремонтного периода эксплуатации малодебитных скважин при эксплуатации низкопроизводительными насосами часто связаны с солеотложениями и механическими примесями [7]. Такая ситуация объясняется тем, что для скважин малодебитного фонда рабочие каналы колес и направляющих аппаратов представляют собой самый проблемный элемент ступеней. В случае применения УЭЦН малой производительности проточные каналы рабочих ступеней меньше, чем у установок с более высоким номиналом производительности. Предотвратить их засорение и снизить процент отказов можно путем увеличения размера каналов на установках для малодебитных скважин. Однако применение подобных установок вызовет снижение напора ступеней и КПД оборудования, что еще больше повысит энергетические

затраты для работы УЭЦН с повышенным количеством рабочих ступеней и удорожанием установки в целом.

В свою очередь, можно сделать вывод, что режим ПКВ также помогает бороться с механическими примесями и солеотложениями, так как более мощные насосы имеют больший диаметр проходного сечения. По этой же причине менее осложнено проведение технологических операций (соляно-кислотная обработка, промывки и т.д.).

Вследствие увеличения производительности УЭЦН при периодической кратковременной эксплуатации скважин скорость потока жидкости внутри ЭЦН и НКТ во время ее откачки из скважины возрастает. Это способствует срыву отложений с внутренних поверхностей ЭЦН и НКТ, а также и снижению интенсивности отложения солей.

Интенсивное отложение солей и повышенное содержание мехпримесей в добываемой продукции зачастую приводит к заклиниванию рабочих органов ЭЦН. Наличие в составе станций управления УЭЦН преобразователей частоты и программируемого контроллера позволяет осуществлять при режиме ПКВ «расклинивание» ЭЦН с использованием нескольких различных режимов и продолжать эксплуатацию скважин без простоев и подъема добывающего оборудования. При этом откачка жидкости с высокой скоростью при режиме ПКВ осуществляется преимущественно из межтрубного пространства над приемом насоса. Поэтому работа установок не сопровождается увеличением выноса механических примесей [8].

3.3.2. Подбор оборудования и режимов работы

Скважины с низким дебитом (как правило, менее 30 м³/сут), с нестабильным притоком, а также скважины, вводимые в эксплуатацию после бурения, капитального ремонта и ГТМ при снижении дебита в процессе освоения рекомендуются для эксплуатации в режиме ПКВ [9].

При эксплуатации скважин в режиме ПКВ необходимо использовать программируемые станции управления с плавным пуском, два обратных

клапана и шламоуловитель. Система телеметрии позволяет контролировать температуру двигателя и давление на приеме ЭЦН. Наиболее предпочтительным является вентильный привод в связи со следующими преимуществами: возможность регулирования добычи, отслеживание режимов работы УЭЦН, высокое значение КПД (до 93%), низкие токи, малый перегрев, независимость крутящего момента от частоты вращения.

Номинальная производительность ЭЦН выбирается в 3-5 раз больше дебита скважины при целевом забойном давлении.

Расчет глубины спуска, типоразмера НКТ, типоразмера и напора насоса, мощности ПЭД осуществляется в программах расчета постоянного режима работы. Так как в периодическом режиме насос откачивает как притекающую жидкость из пласта, так и из затрубного пространства, то продуктивность скважины необходимо задавать согласно проектному режиму откачки, то есть в 3-5 раз больше действительной продуктивности скважины.

В процессе эксплуатации регулирование производится преимущественно временем работы и накопления УЭЦН, поэтому расчет дизайна ЭЦН рекомендуется производить на 50 Гц. При этом установки можно комплектовать станциями управления с плавным пуском, которые значительно дешевле частотных преобразователей.

Расчет режима ПКВ основан на точной интерпретации продуктивности скважины, в зависимости от которой определяется время работы.

Режим работы должен обеспечивать следующие требования:

- обеспечение максимальной добычи. Максимальное приближение усредненного давления на приеме к целевому (расчетному) давлению на приеме. Данный показатель напрямую влияет на добычу нефти.
- снижение рисков преждевременных отказов. Количество пусков установки имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. То есть, несмотря на заложенный запас надежности установки, увеличение частоты пусков, в том числе плавных, согласно теории надежности по

экспоненциальной зависимости увеличивает риски преждевременных отказов.

- исключение вероятности замерзания обратных клапанов в зимний период на устьевой арматуре и замерной установке. На высокообводненных скважинах в зимний период длительность цикла рекомендуется выбирать из расчета минимального времени накопления.

4. Режим ПКВ на примере нефтяного месторождения X

Технология автоматического повторного включения (АПВ) на X месторождении впервые была предпринята в 2010 году. При уменьшении притока одной из скважин было принято решение подобрать следующий режим работы: 24 часа жидкость откачивалась, 24 часа происходило накопление. В результате снижения притока на фонде скважин месторождения данная технология получила широкое распространение. В то время не применялись обратные клапана, следовательно, требовалось время для слива жидкости из колонны НКТ и прекращения турбинного вращения ЭЦН. Скважина запускалась при накоплении определенного давления, которое измерялось датчиками телеметрической системы, установленными ниже ПЭД.

С 2013 года на данном месторождении широкое применение получили обратные клапана, что дало возможность использования режима периодического кратковременного включения. В данном режиме умышленно спускается ЭЦН, чья производительность в 3-5 раз превышает потенциал скважины при заданной депрессии. В данном режиме цикл работы (суммарное время откачки и накопления) УЭЦН составляет 1 час.

Стоит отметить, что сейчас на X нефтяном месторождении более 70% скважин эксплуатируются в режиме периодического кратковременного включения.

4.1. Анализ фонда скважин

На июнь 2019 года весь эксплуатационный фонд месторождения составляет 73 скважины, из которых 42 скважины относятся к нефтяному фонду, дающему продукцию [10]. Более подробная информация представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Эксплуатационный фонд скважин X нефтяного месторождения (июнь, 2019)

Фонд скважин, дающих продукцию (под закачкой)		
Нефтяные	Нагнетательные	Водозаборные
42	13	2
Бездействующий фонд		
Нефтяные	Нагнетательные	Водозаборные
11	3	2
Итого		
53	16	4

Рисунок 5 показывает, что 31 нефтяная скважина из фонда, дающего продукцию, имеют дебит до 30 м³/сут, следовательно, каждая из них по критерию дебита являться скважиной-кандидатом для эксплуатации в режиме ПКВ [11].

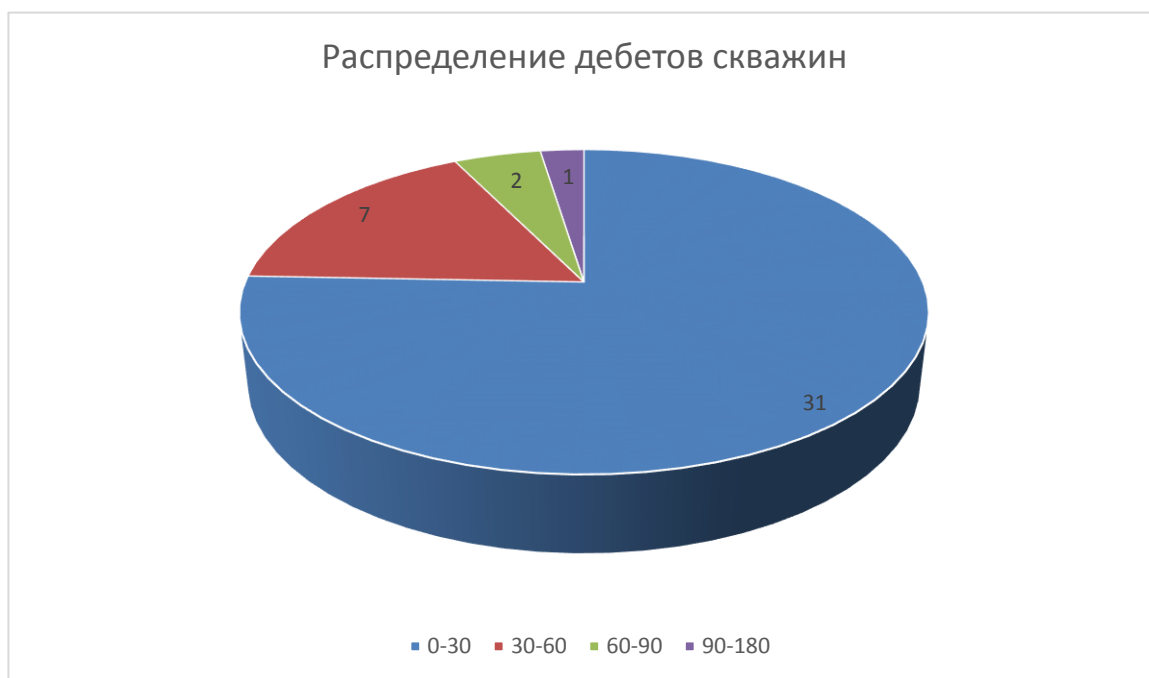


Рисунок 5 – Дебиты жидкости (июнь, 2019)

Все добывающие скважины рассматриваемого месторождения

эксплуатируются УЭЦН. Количество добывающих скважин, работающих с накоплением, составляет 31, что равно 73% от общего фонда скважин, дающего продукцию (таблица 8).

Таблица 8 – Способы эксплуатации скважин (июнь, 2019)

Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию	42
из них скважины, эксплуатируемые с помощью УЭЦН	42
Непрерывная эксплуатация УЭЦН	11
Режим периодической эксплуатации УЭЦН	31

4.2. Расчет цикла работы скважины

Очевидно, что эксплуатация скважин при длительных значениях времени накопления и откачки, упомянутых в начале этой главы (24 часа откачки и 24 часа накопления), вызывает значительные потери добычи нефти в сравнении с постоянным режимом эксплуатации с помощью низкопроизводительного насоса. Время цикла напрямую влияет на добычу жидкости. При накоплении жидкости в стволе скважины растет забойное давление, а депрессия уменьшается, вследствие чего уменьшается приток из пласта. Поэтому необходимо максимально приблизить усредненное забойное давление к целевому забойному давлению. Усредненным забойным давлением является среднее значение между верхней и нижней границей давления при запуске и остановке УЭЦН. Целевое забойное давление – это минимальное давление, которое достигается в конце цикла откачки жидкости из скважины [8].

4.2.1. Расчет режима работы по данным продуктивности скважин

Для наглядного объяснения данной методики расчет будет произведен на примере одной из скважин X месторождения (таблица 9).

Таблица 9 – Исходные данные для расчета режима работы скважины

Параметр	Обозначение	Значение
Приток к скважине, м ³ /сут	Q _{скв}	22
Объемный коэффициент нефти	b _н	1,34
Номинальная производительность УЭЦН, м ³ /сут	Q _{УЭЦН}	95
Рабочая частота питающего тока, Гц	F _{раб}	50
Частота тока при паспортной частоте вращения вала, Гц	F _{пасп}	50

Время работы (T_р) рассчитывается по следующей формуле:

$$T_p = \frac{Q_{скв}}{Q_{УЭЦН} * K_{кор}} * 60, мин, \quad (1)$$

где K_{кор} – коэффициент корреляции, который устанавливает связь дебита скважины в пластовых и поверхностных условиях и находится по следующей формуле:

$$K_{кор} = \frac{F_{раб}}{F_{пасп} * b_n}, \quad (2)$$

Объемный коэффициент нефти известен и равен 1,34. Коэффициент корреляции для данной скважины равен:

$$K_{кор} = \frac{F_{раб}}{F_{пасп} * b_n} = \frac{50}{50 * 1,34} = 0,746.$$

Следовательно, время работы (откачки) по формуле (7) составляет:

$$T_p = \frac{Q_{скв}}{Q_{УЭЦН} * K_{кор}} * 60 = \frac{22}{95 * 0,746} * 60 = 19 минут.$$

Как упоминалось ранее, время цикла должно минимизировать разницу между усредненным забойным давлением и целевым забойным давлением. Опытным и расчетным путем доказано, что при увеличении времени цикла до значений, превышающих 80 минут, происходит существенное снижение добычи жидкости в сравнении с постоянным режимом эксплуатации при использовании низкопроизводительных насосов.

Также стоит принять во внимание, что количество пусков увеличивается

в экспоненциальной зависимости от времени полного цикла, следовательно, увеличиваются риски преждевременных отказов. Данная проблема решается с помощью плавных пусков и использованием преобразователей частоты. Помимо этого не стоит забывать про вероятность того, что в зимний период возможно замерзание обратных клапанов и поэтому рекомендуется отталкиваться из расчета минимального времени накопления.

Отталкиваясь от опыта использования режима ПКВ, время цикла принимаем за 60 минут. Тогда, время накопления составляет:

$$T_{\text{нак}} = T_{\text{цикл}} - T_p = 60 - 19 = 41 \text{ минут},$$

(3)

где $T_{\text{нак}}$ – время накопления жидкости в скважине;

T_p – время откачки жидкости из скважины;

$T_{\text{цикл}}$ – полный цикл работы скважины, равный сумме времен накопления и откачки.

В процессе эксплуатации скважины полученные значения времен можно регулировать для выхода на оптимальный режим работы скважины.

В зависимости от частоты, меняется значение коэффициента корреляции, следовательно, изменяется значения времени работы скважины. На рисунке 6 изображен анализ чувствительности времени откачки в зависимости от частоты.



Рисунок 6 – Время откачки и накопления при разных значениях рабочей частоты питающего тока

4.2.2. Расчет цикла работы по изменению динамического уровня

Наиболее предпочтительным является расчет режима ПКВ при помощи кривой восстановления уровня, так как именно эти данные ложатся в основу цикла работы скважины [9]. Рассмотрим другую скважину, для которой имеются данные с блока считывания информации станции управления. Для расчета необходимы данные, представленные в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные

Параметр	Обозначение	Значение
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	$d_{эк}$	150,2
Наружный диаметр НКТ, мм	d_n	73
Диаметр двигателя, мм	d_d	117
Рабочая частота тока, Гц	$F_{раб}$	50
Номинальная производительность ЭЦН, м ³ /сут	$Q_{уэцн}$	55
Обводненность, %	w	6
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	ρ_n	715
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	ρ_v	1008

Значения динамического уровня, пересчитанные с данных по изменению давления, представлены в таблице 11

Таблица 11 –Измерения параметров скважины во время восстановления уровня

Время	Давление на ТМС	Динамический уровень, м	Изменение в уровне, м	Приток к скважине, м ³ /час	Приток к скважине, м ³ /сут
18/08/15 3:58:53	35	2482			
18/08/15 04:58:52	39	2426	56	0,77	18,6
18/08/15 05:58:51	42	2382	44	0,60	14,4
18/08/15 06:58:50	45	2341	41	0,56	13,5
18/08/15 07:58:48	48	2298	43	0,59	14,2
18/08/15 08:58:47	51	2256	42	0,57	13,7
18/08/15 09:58:46	53	2228	28	0,39	9,3

Продолжение таблицы 11					
18/08/15 10:58:45	56	2186	42	0,58	13,9
18/08/15 11:58:44	58	2158	28	0,39	9,3
18/08/15 12:58:43	60	2129	29	0,39	9,5
18/08/15 13:58:42	62	2101	28	0,38	9,1
18/08/15 14:58:41	64	2074	27	0,38	9,0

По данным значениям можно получить зависимость притока скважины от динамического уровня, который напрямую влияет на забойное давление. Приток к скважине рассчитывается по следующей формуле:

$$q_{\text{скв}(i+1)} = \frac{(H_i - H_{i+1}) * F_{\text{кольц}}}{(t_{i+1} - t_i) * 24}, \quad (4)$$

где $q_{\text{скв}}$ – приток к скважине за i -ый момент времени, м³/час

H_i – значение уровня в i -ый момент времени, м.;

t_i – время, сутки;

$F_{\text{кольц}}$ – площадь кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и НКТ, м². Находится по формуле:

$$F_{\text{кольц}} = \pi \frac{d_{\text{эк}}^2 - d_{\text{н}}^2}{4 * 10^6} = 3,14 \frac{150,2^2 - 73^2}{4 * 10^6} = 0,0137 \text{ м}^2, \quad (5)$$

Потенциальный суточный дебит скважины находится по формуле:

$$Q_{\text{скв}(i+1)} = 24 * q_{\text{скв}(i+1)}, \quad (6)$$

где $Q_{\text{скв}(i+1)}$ – потенциальный суточный дебит скважины за i -ый момент времени, м³/сут

При увеличении уровня жидкости в скважине приток из скважины должен уменьшаться в связи с увеличением забойного давления. По расчетам, представленным в таблице 14, можно увидеть противоречивую информацию. При увеличении уровня в скважине расчетный приток как увеличивается, так и уменьшается. Причина заключается в ограниченной разрешающей способности измерительного прибора, которым измеряется давление. Для устранения данной проблемы рекомендуется снятые значения уровней интерполировать гладкой кривой при помощи линии тренда, например, полиномом третьего

порядка, как представлено на рисунке 7.

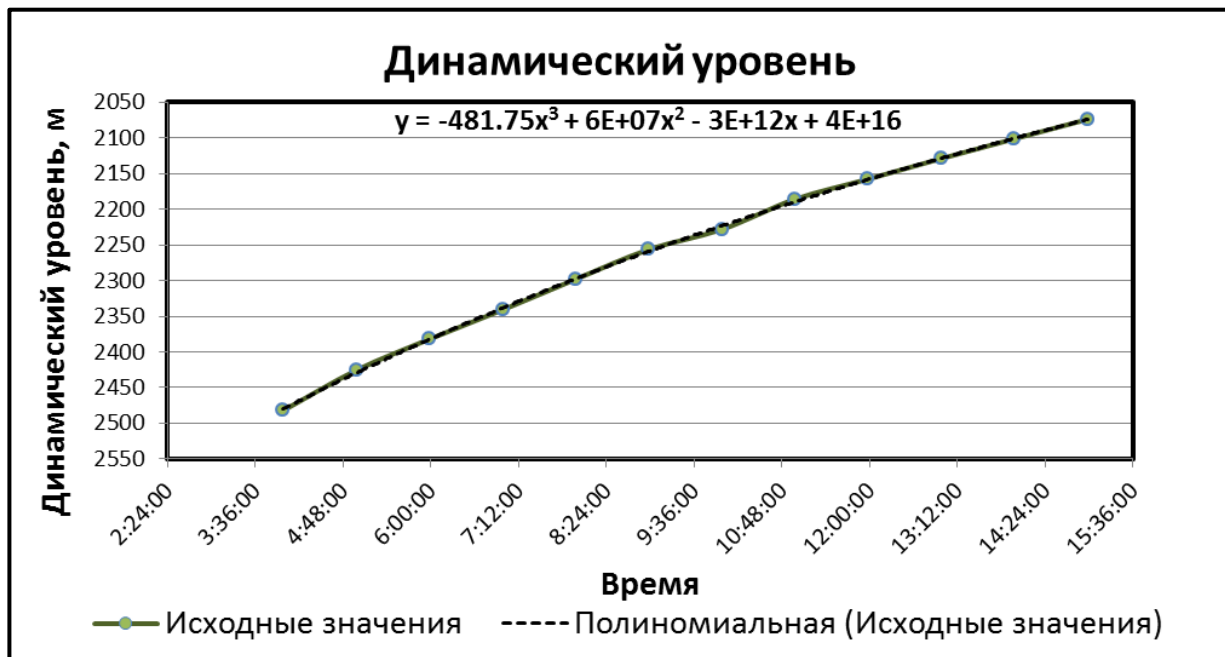


Рисунок 7 – Исходная и интерполированная КВУ

С помощью полученной интерполированной кривой можно рассчитать новые значения притока из скважины, что показано на рисунке 8.

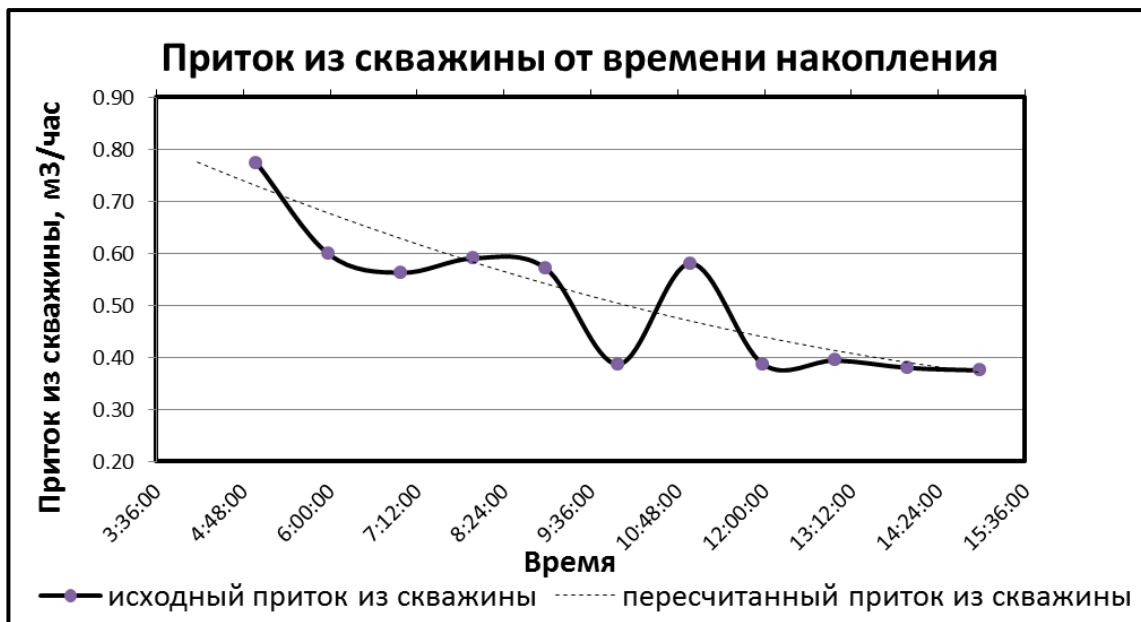


Рисунок 8 – Исходные и интерполированные значения притоков из скважины

Задача определения времени цикла сводится к определению максимального значения уровня жидкости в скважине, при котором насос

должен включаться в работу. Необходимо отталкиваться от максимального допустимого процента отклонения от целевого дебита, минимальной скорости потока, необходимой для охлаждения электродвигателя, а также от максимального допустимого числа запусков насоса за определенный момент времени. При этом необходимо принимать во внимание приток жидкости из пласта во время работы насоса[9].

Время накопления от целевого уровня в скважине до максимального определяется при помощи функции кривой восстановления уровня.

Для того, чтобы получить длительность откачки ($T_{отк}$) максимального уровня (H_{max}) до целевого значения, необходимо просуммировать длительности откачки ($t_{отк\ i}$) из затрубного пространства каждого объема жидкости $\Delta V_n, \dots, \Delta V_l$ с учетом того, что в процессе откачки из пласта будет поступать жидкость в объеме $Q_{скв\ n}, \dots, Q_{скв\ l}$, зависящем от величины оставшегося динамического уровня H_{i-1} :

$$T_{отк} = \sum_{i=n}^1 \Delta t_{отк\ i}, \quad (7)$$

где $\Delta t_{отк\ i}$ – длительность откачки из затрубного пространства объемом ΔV_i с учетом притока из пласта, сут. Находится по следующей формуле:

$$\Delta t_{отк\ i} = \frac{\Delta V_i}{Q_{нас} - Q_{скв\ i}}, \quad (8)$$

где ΔV_i – объем жидкости в затрубном пространстве при восстановлении динамического уровня с H_{i-1} до H_i , м³;

$Q_{нас}$ – подача насоса, м³/сут;

$Q_{скв\ i}$ – приток из пласта при восстановлении динамического уровня от H_{i-1} до H_i за время $t_i - t_{i-1}$, м³/сут. Считается по следующей формуле:

$$Q_{скв\ i} = \frac{\Delta V_i}{t_i - t_{i-1}}, \quad (9)$$

где t_i – время i -ого замера кривой восстановления уровня, сут.

Для нахождения одного цикла работы скважины необходимо сложить время накопления и откачки уровня:

$$T_{ПКВ} = T_{отк} + T_{нак}, \quad (10)$$

Если следовать единицам измерения, которые использовались при

объяснении данной методики, то значение $T_{ПКВ}$ измеряется в сутках. Следовательно, количество пусков в день $N_{ПКВ}$ находится по формуле:

$$N_{ПКВi} = \frac{1}{T_{ПКВ}}, \quad (11)$$

Суточный дебит скважины в режиме ПКВ находится по следующей формуле:

$$Q_{скв} = Q_{нас} * T_{отк} * N_{ПКВ}, \quad (12)$$

Следует отметить, что максимальный дебит при работе в периодическом режиме достигается при минимальном росте динамического уровня после прекращения его откачки, то есть при минимальном времени накопления. Это связано с тем, что забойное давление будет составлено уровнем жидкости, максимально близким к целевому уровню. Число циклов значительно возрастает в данном случае, так как число циклов имеет экспоненциальную зависимость при уменьшении времени цикла (рисунок 9). В данном случае надо отталкиваться от технологических возможностей оборудования.

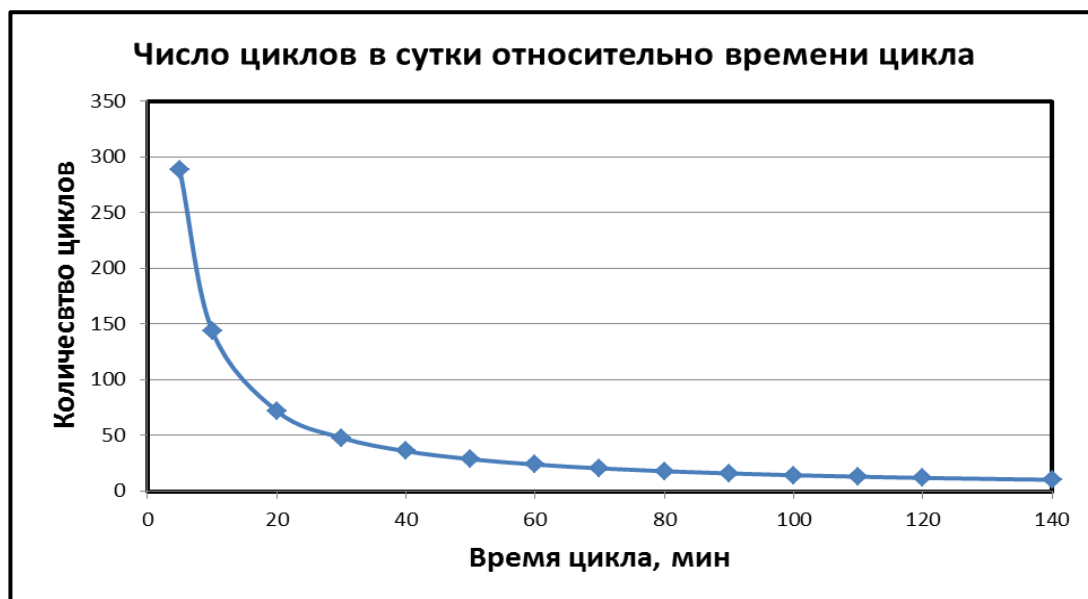


Рисунок 9 – Зависимость числа циклов от времени цикла

Из таблицы 11 наглядно видно, что при изменении времени цикла меняется текущий динамический уровень, соответственно, меняется среднеинтегральное забойное давление, значит, изменяется и дебит. При увеличении количества циклов в день с 22 до 87, дебит жидкости увеличивается на $0,37 \text{ м}^3/\text{сут}$, что составляет 2,02%. При обводненности 6%, разница в дебите

нефти для данной скважины составляет 0,3478 м³/сут, а разница в месячном дебите нефти составляет 10,434 м³/месяц. Увеличенное число запусков скважины может привести к уменьшению межремонтного периода. Поэтому, принимая решение о времени цикла работы оборудования необходимо отталкиваться от экономических и технологических показателей.

Таблица 11 – Зависимость дебита жидкости от количества циклов

Циклов в день	Динамический уровень, м	Время откачки в одном цикле, час:мин:сек	Время накопления в одном цикле, час:мин:сек	Дебит жидкости, м ³ /сут
1	2	3	4	5
	2480			
87	2470	0:5:38	0:11:00	18,61
1	2	3	4	5
44	2459	0:11:08	0:22:00	18,49
22	2439	0:21:50	0:43:59	18,24
15	2420	0:32:06	1:05:59	18
8	2373	0:56:03	2:00:58	17,42
4	2274	1:44:59	4:12:55	16,13
3	2216	2:12:09	5:40:54	15,36
2	2106	3:01:42	8:58:50	13,87

Рисунок 10 показывает зависимость потенциального дебита скважины от количества циклов для рассматриваемой скважины.

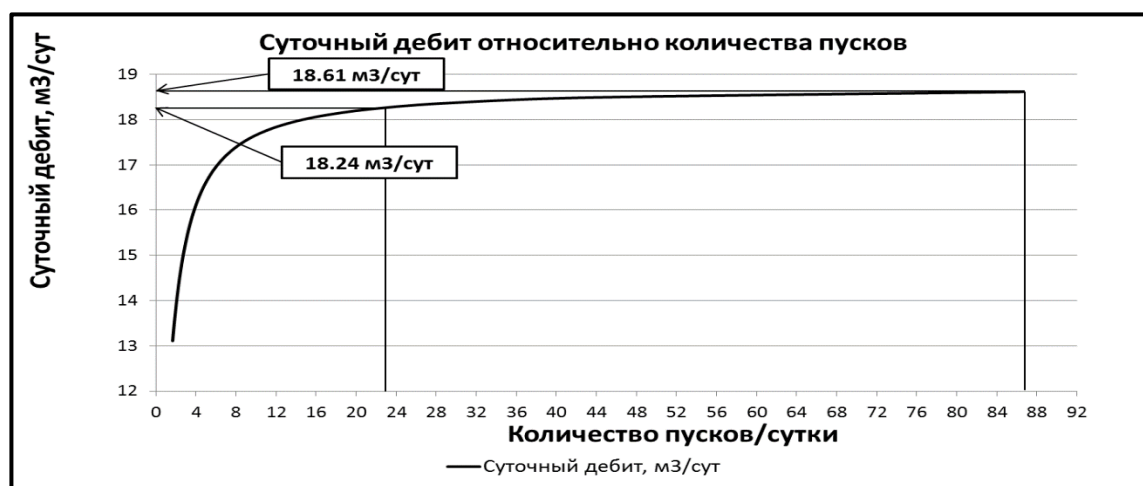


Рисунок 10 – Зависимость дебита от количества циклов.

При работе в периодическом режиме необходимо учитывать температурный режим работы двигателя. После завершения восстановления уровня насос откачивает жидкость из затрубного пространства. При этом скорость потока жидкости, омывающего и охлаждающего двигатель, зависит от притока из пласта, следовательно, от динамического уровня. Отсюда следует вывод о том, что интенсивность охлаждения двигателя напрямую зависит от динамического уровня и времени его накопления, а именно – чем меньше время накопления, тем лучше охлаждается двигатель.

Скорость потока определяется величиной притока из пласта и габаритами оборудования. Производитель оборудования в технических условиях к нему прописывает минимальное допустимое значение скорости охлаждающего потока. Это значение служит ограничением длительности восстановления уровня жидкости в скважине. Однако при этом необходимо понимать, что при работе в периодическом кратковременном режиме интенсивность нагрева двигателя будет значительно ниже, чем при работе в постоянном режиме, для которого завод-производитель определяет минимальную скорость потока.

4.3. Мониторинг параметров работы скважины в режиме ПКВ

При выборе определенного по времени цикла эксплуатации в режиме ПКВ необходимо следить за параметрами работы скважины.

Выявления сбоев в работе фонда УЭЦН работающего в режиме КЭС осуществляется исходя из следующей информации:

- информацией по запускам-остановкам (по системе телемеханики);
- замеров скважины (по системе телемеханики и/или ручной замер);
- проведенными операторами ДНГ исследованиями динамического уровня срыва подачи УЭЦН;
- проведенными операторами ДНГ исследованиями статического уровня (приток из пласта).

Порогом для начала корректировки режима является изменение целевого значения давления на приеме ± 2 атм.

Увеличение динамического уровня в процессе эксплуатации УЭЦН в режиме КЭС, в процессе суточного (недельного) анализа данных работы установки, говорит о недостаточной откачке жидкости из скважины и малом времени работы. При увеличении динамического уровня (Рпр) производится:

- усиление контроля за скважиной;
- выполнение увеличения времени работы (снижение времени накопления) пошагово (с шагом 10-20 % от времени работы) до установления необходимого уровня.

Уменьшения динамического уровня в процессе эксплуатации УЭЦН в режиме КЭС, в процессе суточного (недельного) анализа данных работы установки, говорит о превышении откачки жидкости из скважины и повышенному времени работы. При уменьшении динамического уровня (Рпр) проводится:

- усиление контроля за скважиной;
- выполнение уменьшения времени работы (увеличение времени накопления) пошагово (с шагом 10-20 % от времени работы) до установления необходимого уровня.

Контроль за работой скважины осуществляется с помощью станции управления. На рисунке 11 представлены данные, снятые с блока считывания информации (БСИ), по скважине, которая в середине июля перешла в режим ПКВ.



Рисунок 11 – Данные по скважине с БСИ

На рисунке 11 видны периоды откачки и накопления. Давление на приеме насоса уменьшается во время работы скважины, что связано с тем, что столб жидкости уменьшается при откачке. И, наоборот, давление на приеме насоса восстанавливается во время накопления жидкости в скважине.

После корректировки программы контроль параметров УЭЦН (показания контроллера станции управления, замер динамического, устьевое, буферного давлений) и анализ работы установки на соответствие целевым показателям осуществляется каждые 12 часов (в том числе по системе телемеханики).

Контроль параметров с данной периодичностью необходимо осуществлять до момента, когда минимальное давление на приеме насоса достигнет расчетных (целевых) показателей, далее контроль осуществляется по аналогии с постоянным режимом работы установки.

При эксплуатации скважин в режиме периодического кратковременного включения возникают некоторые проблемы, которые успешно решаются на производстве. Например, для более корректного замера обводненности скважинной продукции рассматривается несколько проб, взятых в течение одного цикла откачки жидкости (начало, середина, конец), и полученные значения усредняются.

Возможны проблемы при аварийном отключении электроэнергии, так как при последующем включении одновременный запуск всех скважин,

работающих в режиме периодического кратковременного включения, может привести к перегрузке электроэнергии. В связи с этим проектируются карты автоматического периодического включения после аварийных ситуаций.

При пуске скважин происходит повышение температуры, в результате которого происходит расширение масла, а при остановке объем масла сжимается. В результате этого происходит износ гидрозащиты и пластовая жидкость начинает поступать в электродвигатель, что со временем приводит к его остановке. Поэтому предлагается использование гидрозащиты с увеличенным количеством торцевых уплотнений.

Как упоминалось ранее, использование преобразователей частоты позволяет избежать высоких пусковых нагрузок. Рисунок 11 показывает, что значения тока не имеют никаких резких колебаний при пуске насоса.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4В	Варибрусу Андрею Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Экономический эффект от применения эксплуатации скважин в режиме периодического кратковременного включения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Данные от ООО «Х»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет эксплуатационных затрат при непрерывном режиме эксплуатации малодобитных скважин низкопроизводительными установками электроцентробежных насосов;
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Расчет эксплуатационных затрат при эксплуатации малодобитных скважин установками электроцентробежных насосов в режиме периодического кратковременного включения;
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Расчет экономической эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Варибрус Андрей Владимирович		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Экономическая эффективность эксплуатации скважин в режиме ПКВ обуславливается меньшими затратами на электроэнергию (э/э) при подъеме жидкости в скважине [13].

В 2018 году на X месторождении 14 малодебитных скважин перевели в режим ПКВ (таблица 12).

Таблица 12 – Скважины, переведённые в режим ПКВ в 2018 году

Скважина	Потребление э/э до перевода, кВт*ч за сутки	Потребление э/э после перевода, кВт*ч за сутки	ЭЦН до перевода	ЭЦН после перевода	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %	Планируемый дебит нефти, м ³ /сут
1	684	395	D285EZ-2300	D700EZ-2300	22	53	10,34
2	640	443	D285EZ-2300	D700EZ-2300	25	15	21,25
3	878	676	DN 440-2600	D700EZ-2600	32	32	21,76
4	755	365	D420EZ-2250	D700EZ-2250	20	48	10,4
5	950	658	D420EZ-2250	D700EZ-2250	37	88	4,44
6	708	476	D420EZ-2250	D700EZ-2250	26	19	21,06
7	895	729	D420EZ-2250	D700EZ-2250	35	45	19,25
8	821	638	D285EZ-2300	D700EZ-2300	35	34	23,1
9	601	506	DN 440-2400	D700EZ-2400	28	7	26,04
10	1104	542	D420EZ-2250	D700EZ-2250	30	52	14,4
11	744	473	D420EZ-2250	D700EZ-2250	23	81	4,37
12	647	420	DN 475-2550	D700EZ-2550	23	16	19,32
13	854	722	D420EZ-2250	D700EZ-2250	34	33	22,78
14	888	546	DN 440-2450	D700EZ-2450	26	65	9,1

Для расчетов сделаем несколько допущений:

- все скважины-кандидаты одновременно переводятся в режим ПКВ;
- дебиты в постоянном режиме эксплуатации и в режиме ПКВ абсолютно одинаковы;
- дебит постоянный в течение года.

Необходимые параметры для расчета и результат представлены в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 – Параметры для расчета экономической эффективности

Параметр	Значение
1	2
Средний тариф на э/э, руб/кВт*ч	2,69
Э/э на подъем жидкости в постоянном режиме работы УЭЦН, руб/т жидкости	76,90
Э/э на подъем жидкости в режиме ПКВ УЭЦН, руб/т жидкости	51,3
Э/э на внутрипромысловый транспорт жидкости, руб/т жидкости	0,57
Э/э на ППД, руб/т воды	25,32
Материально-техническое обеспечение на ППД, руб/т воды	2300
Материально-техническое обеспечение на ПиТ, руб/т нефти	200
Материально-техническое обеспечение на подъем, руб/скв/сутки	600
Электроэнергия на ПиТ нефти, руб/т нефти	12,8
Стоимость подготовки нефти, руб/т жидкости	200
Проведение подземного ремонта скважины, руб/операция	553 000
Стоимость комплекта УЭЦН REDA D285EZ за сутки проката, руб	2985
Стоимость комплекта УЭЦН REDA D420EZ за сутки проката, руб	2985
Количество УЭЦН REDA D285EZ и УЭЦН REDA D420EZ до внедрения режима ПКВ	10
Стоимость комплекта УЭЦН DN-440 за сутки проката, руб	2369
Стоимость комплекта УЭЦН DN-475 за сутки проката, руб	2369

Продолжение таблицы 13	
Количество УЭЦН DN-440 и УЭЦН DN-475 до внедрения ПКВ	4
Продолжение таблицы 17	
Стоимость комплекта УЭЦН REDA D700EZ за сутки проката, руб	2985
Количество УЭЦН REDA D700EZ после внедрения режима ПКВ	14
Средняя длительность одного ремонта, сут	5
Суммарный суточный дебит жидкости, м ³ /сут	396
Суммарный суточный дебит нефти, м ³ /сут	227,61
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	834
Суммарный суточный дебит нефти, т/сут	189,83
Суммарный суточный дебит воды, м ³ /сут	168,39
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1020
Суммарный суточный дебит воды, т/сут	165,09
Суммарный суточный дебит жидкости, т/сут	354,92
Накопленная добыча жидкости за год, т	129 547
Накопленная добыча нефти за год, т	69 286,8

Таблица 14 – Расчет экономических показателей для рассматриваемых скважин

Параметр	Значение
Стоимость нефти, руб/т	25604
НДПИ, руб/т	13532
Эффективная ставка, руб/т	12072
Выручка за счет продажи нефти за вычетом НДПИ, млн руб/год	836,4
Эксплуатационные затраты до внедрения ПКВ, млн руб/год	372,82
Прибыль до внедрения ПКВ, млн руб/год	463,58
Эксплуатационные затраты после внедрения ПКВ, млн руб/год	370,45
Прибыль после внедрения ПКВ, млн руб/год	465,95
Экономический эффект, млн руб/год	2,37

Из экономических расчетов следует, что экономический эффект от внедрения режима ПКВ на 14 скважинах-кандидатах в 2018 году в течение года составляет 2,37 миллиона рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4В	Варибрусу Андрею Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	В ходе проведения работ по эксплуатации и обслуживанию скважин, оборудованных УЭЦН, обслуживающий персонал находится на кустовой площадке, на территории которой расположены скважины добывающего и нагнетательного фонда а так же сопутствующее блочное оборудование(АГЗУ, БГ, БКНС, БРХ) и внутри кустовые трубопроводы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации оборудования блочной кустовой насосной станции.	Вредные факторы: 1. Повышенный уровень загазованности и запыленности рабочей зоны 2. Неудовлетворительная освещенность. 3. Неудовлетворительные метеорологические условия
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации оборудования блочной кустовой насосной станции.	Опасные факторы: 1. Механические опасности (источники, средства защиты; 2. Электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 3. Пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
2. Экологическая безопасность при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы). 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы). 3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	1. Перечень возможных ЧС при эксплуатации объекта.

	2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС. 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1.ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая»; 2.ГОСТ 12.1.005-76 «Воздух рабочей зоны»; 3.ГОСТ 12.1.003-76 «Классификация шумов»; 4. СНиП II-A.5-70; 5. СНиП 11-58-75; 6.СНиП II-12-77; 7. СНиП 23-05-95; 8. СНиП 11-34-74. 9.Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности,2013г.
Перечень графического материала:	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Варибрус Андрей Владимирович		

6. Социальная ответственность

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов.

Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящен изучению и исследованию опасных и вредных производственных факторов, присутствующих при выполнении работ, исследуемых в бакалаврской работе.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ по эксплуатации и обслуживанию скважин оборудованных УЭЦН.

При выполнении работ по эксплуатации и обслуживанию скважин оборудованных УЭЦН, рабочий персонал находится на территории кустовой площадки или территории отдельно стоящей скважины.

Территории кустовых площадок являются объектом размещения не только скважин, но и сопутствующего оборудования (АГЗУ, БГ, БКНС, трубопроводы), большая часть из которого находится под избыточным давлением и имеет в своём составе электрифицированное оборудование, что несет в себе большое количество возможных опасностей.

6.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 15).

Таблица 15 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин оборудованных УЭЦН

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003–74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>1. Работа в холодное время года на открытом воздухе.</p> <p>2. Электрооборудование(станции управления ЭЦН, трансформаторы, наземные кабельные линии ЭЦН)</p> <p>3. Обслуживание фонтанной арматуры скважин(замена манометров, клапанов, штуцерных камер).</p> <p>4. Обслуживание кустовой площадки скважин (убока снега, травы, талых вод, восстановление обвалования).</p> <p>5. Обслуживание сопутствующего оборудования(АГЗУ, БРХ, трубопроводы).</p> <p>6. Проведение различных технологических операций(долив скважины, промывка скважины, опресовка лифта НКТ).</p>	<p>1.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2.Неудовлетворительные метеорологические условия.</p> <p>3. Повышенный уровень шума.</p> <p>4. Отсутствие или недостаток освещенности.</p>	<p>1.Поражение электрическим током;</p> <p>2.Пожароопасность;</p> <p>3. Взрывоопасность;</p> <p>4.Давление в системах работающих механизмов.</p>	<p>1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества».</p> <p>2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность».</p> <p>3. ГОСТ 12.1.030-81. Естественное и искусственное освещение</p> <p>4. ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».</p> <p>5.Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.</p>

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [14] .

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации. В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ. При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ООО «Х» установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе[15]:

1) ремонтные и строительно – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 33 °С; от 5 до 10 м/с: - 30 °С; свыше 8 м/с: - 28 °С;

2) все остальные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 35 °С; от 5 до 10 м/с: - 34 °С; свыше 10 м/с: - 32 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 36 °С и ниже. При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума

Многие производственные процессы (использование эхолота, бензоинструмента) сопровождаются значительным уровнем шума, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека.

Допустимый уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБ[16]. Колебание более низкой частоты (меньше 16 Гц - инфразвук) и более высокой частоты (выше 20000 Гц - ультразвук) воспринимаются человеком не как звук, а как вибрация (сотрясения). Непосредственное действие вибрации имеет место при работе с ручным инструментом.

Для защиты органов слуха применяют средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, противοшумные вкладыши (беруши).

Недостаток освещенности

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения[17] .

6.2 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН

Механические опасности

Механические опасности на территории кустовой площадки представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки а также падение предметов с высоты.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожаные, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности

Давление в системах работающих механизмов

На территории кустовой площадки располагаются групповые или индивидуальные замерные установки, оборудованные сепарационными ёмкостями, которые относятся к категории сосудов, работающих под давлением.

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления,

параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств. Персонал обязан периодически в течение смены[18]:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;

- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности

- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению. Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованиям в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;

- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;

- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале. Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводиться ежемесячно. Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

Поражение электрическим током

Согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А·мин.

Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для

защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования.

Основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Взрывопожароопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1[19].

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожароопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий :

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике, имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

6.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Источники воздействия на атмосферу. Эксплуатация объектов нефтедобычи связана с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов: факельные стояки, дымовые трубы, выхлопные трубы, вентиляционные воздуховоды, фланцевые соединения, запорно-регулирующую арматуру. Кроме этого, на всех стадиях освоения месторождения в атмосферу выделяются загрязняющие вещества от передвижного транспорта.

Мероприятия по уменьшению воздействия на атмосферный воздух. Для снижения негативного воздействия при разведке X месторождения на воздушный бассейн должны выполняться следующие технологические решения:

- утилизация попутного газа должна выполняться в соответствии с газовой программой;
- проведение планово-предупредительных мероприятий;
- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в специальные аварийные

емкости и на аварийный факел;

- все резервуары предусмотрено оснастить газовой подушкой и дыхательными клапанами для сокращения выбросов;
- обеспечение высокой степени автоматизации производства;
- оснащение факельных линий конденсатосборными емкостями, что позволит исключить выбросы жидких фракций углеводородов с факельными газами;
- диспетчерский контроль за технологическими и вспомогательными процессами;
- применение в качестве топлива для котельной очищенного попутного газа;
- улавливание сажи;
- оборудование системы сигнализации пожара при взрывоопасных концентрациях;
- предусмотрение средств пожаротушения;

Защита гидросферы

Мероприятия по охране водных ресурсов:

- обеспечение полной утилизации промышленной сточной воды, сброс промывочных стоков с площадок ДКС и других объектов в коллектор или в специальные ёмкости;
- регулярную проверку состояния обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- предотвращение утечки через неплотные соединения в водяных линиях, применение замкнутой системы водоснабжения при бурении;
- осуществление сбора эмульсий при освоении и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость;
- строительство кустовых площадок и шламовых амбаров.

Защита литосферы

При разработке месторождения нефти на почвенно-растительный

покров осуществляется следующее воздействие:

- механическое (нарушение структуры грунта при строительстве производственных объектов, дорог и др.);
- химическое (изменение состава почв от загрязнения отходами, нефтепродуктами, пластовыми водами и др.);
- физическое (тепловое, электромагнитное, радиоактивное и др.).

Деградация почв происходит как от прямого попадания нефти на нее, так и от косвенного влияния на почвенные условия. Мероприятия, направленные на восстановление почв, главным образом ориентируются на их самовосстановление, на создание условий, способствующих этому.

Технологические мероприятия, направленные на снижение аварийности промышленных объектов, охрану атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, в значительной мере способствуют также сохранению земельных ресурсов, снижению воздействия на флору и фауну в районе месторождения. Кроме того, для уменьшения воздействия промышленных объектов на почвы, растительный и животный мир предусматриваются ниже следующие мероприятия:

1. Нефтепромысловые объекты (за исключением трубопроводов внешнего транспорта) должны располагаться строго в пределах лицензионной территории.

2. Размещать нефтепромысловые объекты следует с учетом их возможного негативного влияния на окружающую среду с использованием технологий, проектных решений, методов и технических средств, обеспечивающих минимизацию уровня воздействия на окружающую среду и профилактику возникновения аварийных ситуаций, создающих угрозу загрязнения окружающей среды.

3. Количество нефтепромысловых объектов и земельные отводы под них следует довести до минимума, для чего, в частности, применять кустовое бурение, совмещение различных линейных сооружений в одном коридоре;

4. Принимаемые проектные решения должны гарантировать экологическую безопасность предприятия, обеспечивая высокую надежность и безаварийную эксплуатацию нефтепромысловых объектов и систем, а также надежную и бесперебойную работу очистных сооружений, обезвреживание и утилизацию отходов.

Для минимизации ущерба окружающей среде при аварийных разливах нефти предприятие имеет план реагирования на разлив нефти, учитывающий все возможные аварийные ситуации.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории кустовой площадке нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) оборудования, нефтесборных трубопроводов, выкидных линий.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми

предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа. При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.
- арматура фонтанных скважин должна соответствовать ГОСТ 13846 – 89 и проходить обслуживание и ревизии согласно установленных графиков.
- запорная арматура допускается к установке на ФА скважины только при наличии сертификатов и паспорта завода изготовителя.

Наиболее вероятной ЧС на территории кустовой площадки является розлив нефтепродуктов при разгерметизации выкидного коллектора скважины.

Для ликвидации аварии необходимо остановить скважину, на которой произошла разгерметизация выкидного коллектора, и вывести коллектор из работы. Сбросить избыточное давление из коллектора не дренажную ёмкость.

Для ликвидации последствий разлива необходимо необходимо «накрыть» пятно разлива пенными составами для снижения загазованности территории. Далее сделать приемки для сбора нефтепродуктов и собирать нефтепродукты с приемков при помощи специальной техники(АКН). Затем собрать грунт с остатками нефтепродуктов и вывезти в шломовый накопитель. Место разлива засыпать свежим грунтом.

Для ликвидации последствий аварий на предприятии разрабатывается план ликвидации аварии (ПЛА) для всех объектов нефтегазового промысла.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Важным источником информации и оповещения персонала и окружающих является предупреждающие таблички на служебных помещениях и оборудовании («Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди»), которые вывешивают непосредственно у данных объектов.

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач.

Подготовка рабочего места и допуск персонала к работе осуществляется только после получения разрешения от руководителя, в управлении и ведении которого находится объект и оборудование.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно – ремонтного других задействованных организаций.

Ответственный руководитель перед допуском к работе должен выяснить, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Режим труда и отдыха персонала объектов устанавливаются правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем организации, по согласованию с профсоюзным органом.

Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливаются с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта.

Выводы к главе 7.

Рассмотрены меры промышленной безопасности при выполнении работ по эксплуатации и обслуживанию скважин, оборудованных УЭЦН, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по минимизации их воздействия на работника.

Заключение

Последние годы нефтегазовая отрасль России характеризуется высокими темпами добычи. В то же время растет количество малodeбитных скважин. В данной работе был рассмотрен малodeбитный фонд скважин и его эксплуатация в режиме периодического кратковременного включения установками электроцентробежных насосов на примере X нефтяного месторождения. Поставленные задачи были выполнены, в результате чего можно сделать вывод, что эксплуатация скважин в режиме периодического кратковременного включения уменьшает удельный расход электроэнергии на единицу добытой нефти, а также увеличивает межремонтный период работы скважины в сравнении с непрерывной эксплуатацией малodeбитных скважин низкопроизводительными установками электроцентробежных насосов.

На X нефтяном месторождении скважины, работающие в режиме ПКВ, эксплуатируются в часовом цикле, то есть сумма времен откачки и накопления составляет один час. По расчетам, выполненным в данной работе, следует вывод, что уменьшение времени цикла работы скважины может привести к увеличению дебита по жидкости на 3-5% за счет уменьшения целевого забойного давления. Но при увеличении количества запусков увеличивается вероятность отказа оборудования в связи с пусковыми нагрузками, что приведет к уменьшению МРП скважин и увеличению эксплуатационных затрат.

Список использованных источников

1. Технологическая схема разработки X месторождения: ООО «Х», Санкт-Петербург, 2018. – с. 373.
2. Ивановский В.Н. Вопросы эксплуатации малодебитных скважин механизированным способом: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», июль, 2010. – с. 4-15.
3. Донской Ю.А., Дарищев А.Ю. О применении УЭЦН для добычи высокогазированных жидкостей: Нефтепромысловое дело, выпуск №2, 2009.
4. Субарев Д.Н. Проблемы оперативного управления погружными установками системы «УЭЦН-скважина» в условиях малопродуктивных пластов: электронный журнал «Вестник киберетики». – Тюмень: Изд-во «ИПОС СО РАН», апрель, 2011. – с. 41-46.
5. Лапшин А.А. Эксплуатация малодебитных скважин с УЭЦН в периодическом режиме. ОПИ оборудования с широкой рабочей характеристикой: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 14-20.
6. Документация по оборудованию REDA EZline: Schlumberger, 2007. – с. 51.
7. Аптыкаев Г.А., Сулейманов А. Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН, методом кратковременной периодической работы: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – с. 65-69.
8. Цынаев Е. В. Кратковременно-периодический режим работы скважин на ЮЛТ Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» как способ эксплуатации малодебитного ЧРФ: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», октябрь, 2010. – с. 76-82.

9. Инструкция по применению режима периодического кратковременного включения на малodeбитном и осложненном фонде: ООО «Х», Санкт-Петербург, 2013. – с. 20.
10. Фонд нефтяных скважин за июнь 2019 по Хместорождению.
11. Технологический режим Х месторождения. – июнь, 2019.
12. Якимов С.Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малodeбитных скважин в ОАО «НК «Роснефть»»: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 4-12.
13. Мероприятия по снижению удельного расхода электроэнергии на месторождениях Газпромнефть-Восток на 2019 год.
14. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.
15. Инструкция по организации работ на открытом воздухе при пониженных температурах ООО «Х»
16. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».
17. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
18. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
19. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.